

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-
FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR
ELÉTRICO: OS IMPACTOS DA MEDIDA
PROVISÓRIA Nº 579/2012**

GUSTAVO FERNANDES WAGA
Matrícula nº: 112216919

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

SETEMBRO 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-
FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR
ELÉTRICO: OS IMPACTOS DA MEDIDA
PROVISÓRIA Nº 579/2012**

GUSTAVO FERNANDES WAGA
Matrícula nº: 112216919

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

SETEMBRO 2017

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à UFRJ pela oportunidade de estudar na maior universidade do Brasil, onde o aprendizado vai muito além da sala de aula. As oportunidades de monitoria, intercâmbio e todos os outros espaços de convivência foram de suma importância para meu crescimento intelectual e, principalmente, pessoal.

Gostaria de agradecer a todos os funcionários do IE. Ao professor Edmar pelo importantíssimo apoio na estruturação e revisão atenta do trabalho e ao Diogo e Luciano pela disponibilidade e contribuição como participantes da banca examinadora. Agradeço também à Anna Lucia pela ajuda para solucionar todos meus problemas e ao André e Guilherme pela diversão garantida na xerox e corredores.

Não poderia deixar de agradecer aos grandes amigos que me acompanharam durante toda essa trajetória e ampliaram minha visão sobre o mundo: Ivan, André Santos, MCO, Fi e Rafa Lucas. Agradecimento também especial ao Pissurno, Marinho, Alan e Kudsi por terem se juntado a mim na fundação da Associação Atlética Acadêmica do Instituto de Economia (AAAIE), motivo de grande orgulho e papel tão representativo para os alunos do curso.

Por fim e mais importante, agradeço àqueles que sempre estiveram do meu lado. À minha fiel companheira durante toda essa jornada, Robertinha, que me apoiou nos momentos mais difíceis e contribuiu para que meu período na universidade fosse fantástico e cheio de amor. À dona Raya e seu Oscar, pelo carinho e presença marcante no meu desenvolvimento, e que são exemplos notáveis de bom humor e jovialidade. Ao meu irmão, pelo companheirismo, amizade e toda atenção com minhas dúvidas, em quem admiro e me espelho. E, finalmente, aos meus pais por serem minhas maiores referências e os grandes alicerces dessa conquista: meu pai, de quem herdei a tranquilidade e o senso de humor apurado, e minha mãe pelo exemplo de força e determinação. Muito obrigado pela confiança, amor e dedicação em cada passo meu. Sem vocês, esta conquista certamente não seria possível.

RESUMO

A energia elétrica é um vetor fundamental para o processo de desenvolvimento econômico. Nesse sentido, o Governo Federal implementou a Medida Provisória 579 em setembro de 2012, com o objetivo de recuperar a competitividade da indústria brasileira, através da redução das tarifas de energia elétrica. Para isso, a MP propôs a renovação antecipada das concessões para as empresas de geração e transmissão, instituindo o Regime de Cotas de energia, além de reduzir os encargos setoriais. Tais medidas transferiram o risco hidrológico do setor para as empresas de distribuição. Como o cenário que sucedeu esse período foi de baixíssimo regime de chuvas e alta demanda, as distribuidoras ficaram expostas involuntariamente aos preços do mercado de curto prazo. Com a necessidade de acionamento contínuo de diversas usinas termelétricas, os custos com a compra de energia dispararam, e isso afetou diretamente o perfil financeiro das distribuidoras. Dessa forma, o objetivo desse trabalho é analisar os impactos da implementação da Medida Provisória 579/2012 no setor elétrico em suas múltiplas dimensões, com ênfase nos efeitos causados sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Para tal, foi realizada uma revisão da literatura sobre análise de empresas, com foco nas distribuidoras, para definir a metodologia do trabalho. A metodologia aplicada foi baseada na consulta pública realizada pela ANEEL (2014), na qual foram listados os principais pilares financeiros e operacionais, e seus respectivos indicadores principais. Os resultados indicam que o objetivo de redução das tarifas de energia foi observado apenas inicialmente, já que gerou um grande desequilíbrio financeiro para o setor. Isso porque o governo realizou aportes bilionários para compensá-lo durante os anos de 2013 e 2014 e repassou esses gastos a partir de 2015 aos consumidores através de reajustes expressivos nas tarifas. A exposição involuntária das empresas de distribuição, num cenário de elevado preço da energia, elevou expressivamente seus gastos não-gerenciáveis, aumentando a alavancagem e os custos da dívida. A geração operacional de caixa de tais empresas ficou pressionada e as margens de rentabilidade mais estreitas. Portanto, houve uma profunda deterioração do perfil financeiro das distribuidoras, observada pelos indicadores aplicados nos estudos de caso.

Palavras-chave: MP nº 579/2012, análise financeira de empresas, distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro, crise hídrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	8
CAPÍTULO 1 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A IMPLEMENTAÇÃO DA MP 579	11
1.1 – O Segmento de Distribuição de Energia Elétrica	11
1.2 – A Regulação da Distribuição	13
1.2.1 Composição das tarifas	14
1.2.2 Processo de revisão tarifária.....	16
1.2.3 Ambientes de contratação de energia.....	17
1.3 – Objetivos da MP 579	17
1.3.1 Contexto econômico.....	17
1.3.2 A Medida Provisória 579	18
1.4 – Impactos da MP 579.....	20
1.5 – Impactos da implementação da MP 579 sobre as distribuidoras.....	21
CAPÍTULO 2 – ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO	22
2.1 – Metodologia para análise financeira de empresas	22
2.2 - Definições e premissas	24
2.2.1 Sustentabilidade econômico-financeira	24
2.2.2 Questões regulatórias	25
2.3 – Revisão empírica	25
2.4 – Metodologia.....	28
2.4.1 Endividamento	31
2.4.2 Eficiência.....	32
2.4.3 Investimentos	32
2.4.4 Rentabilidade.....	33
2.4.5 Retorno ao acionista	33
2.4.6 Operacional	33
CAPÍTULO 3 – DESEMPENHO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	35
3.1 – Análise dos dados setoriais.....	35
3.2 – O problema financeiro e suas soluções conjunturais.....	38

3.3 – Tarifas de energia	41
3.4 – Perspectivas	42
CAPÍTULO 4 – ESTUDOS DE CASO.....	45
4.1 – Eletropaulo.....	45
4.1.1 Descrição da empresa.....	45
4.1.2 Resultados financeiros	47
4.1.3 Impactos da MP 579.....	50
4.2 – Cemig.....	51
4.2.1 Descrição da empresa.....	51
4.2.2 Resultados financeiros	53
4.2.3 Impactos da MP 579.....	56
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é tradicionalmente conhecido pela estabilidade proveniente do alto grau de intervenção estatal, através de suas funções regulatória e planejadora. Além disso, acompanha diretamente o desempenho da economia, o que torna a saúde financeira das empresas de energia um componente muito relevante para o país. Em setembro de 2012, uma decisão regulatória afetou profundamente a estrutura do setor: a Medida Provisória 579/2012. A medida propunha, essencialmente, a implementação de um regime de cotas e a eliminação de diversos encargos, de modo a baratear a tarifa final, e assim estimular a recuperação da economia. As distribuidoras passaram a assumir o risco hidrológico do setor e, como o período que sucedeu a MP foi de baixíssimo regime de chuvas, as empresas deste segmento foram as que mais sofreram seus impactos.

Algumas medidas foram tomadas para mitigar o desequilíbrio financeiro do setor a partir do final de 2014, tais como a adoção do regime de bandeiras tarifárias e a definição de um preço-teto do PLD, que reduziram o risco das distribuidoras. Adicionalmente, aprofundaram-se as discussões sobre a privatização como uma solução para o rombo financeiro do setor, com a efetiva venda da Celg Distribuição, empresa controlada pela Eletrobras, no final de 2016. A partir da implantação dessas medidas e da melhora do desempenho dos principais índices do setor, tal como o nível dos reservatórios, houve uma melhora das condições financeiras das distribuidoras.

Entretanto, há indícios de uma possível reviravolta no setor elétrico, a partir da discussão atual entre diversas esferas do governo sobre a mudança na estrutura do plano adotado em 2012. (VALOR ECONÔMICO, 2017). Uma das propostas do plano deseja acabar parcialmente com o regime de cotas ao permitir a venda da energia das hidrelétricas para outros agentes que não as distribuidoras. A medida reduz o risco das sobras de energia para as distribuidoras em um cenário recessivo, porém tira o risco hidrológico dos consumidores e traz para quem adquirir a energia nos leilões de comercialização. Outra proposta é a diminuição de barreiras para agentes que desejam comprar energia no mercado de curto prazo, o que reduz as vendas de energia das distribuidoras e aumenta as incertezas sobre seus resultados financeiros. O terceiro pilar é extinguir o regime de cotas para a energia proveniente da Usina de Itaipu com a centralização das vendas pela Eletrobras, buscando aumentar a eficiência através da competição. Como grande parte da oferta de energia do

país provém de Itaipu, aumentará a incerteza sobre os custos incorridos pelas distribuidoras com a compra de energia.

Desse modo, o estudo é importante para avaliar os possíveis efeitos nocivos que uma medida de caráter intervencionista pode causar no setor elétrico, para que seja tomada a melhor ação possível pelos agentes planejadores, reguladores e até de suas empresas. A motivação do trabalho provém do acirramento dos atuais debates sobre a reestruturação do setor elétrico, cujas propostas não têm apoio de seu órgão regulador máximo, a ANEEL. Pelas medidas supracitadas que vem sendo propostas, é possível enxergar uma tendência de aumento da instabilidade do marco regulatório do setor. As distribuidoras poderão ser impactadas sensivelmente e, assim como antes, causar um desequilíbrio financeiro gigante no setor.

Sendo assim, o presente trabalho pretende avaliar a implementação da Medida Provisória 579 sobre o setor elétrico. A MP será estudada em suas múltiplas dimensões, com ênfase nos impactos causados sobre o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuição de energia. Para atingir este propósito central, foram determinados objetivos específicos que consistem em i) entender o funcionamento e regulação do segmento de distribuição; ii) elencar os objetivos e impactos da MP 579; iii) definir uma metodologia para avaliação das empresas do setor e; iv) analisar o desempenho recente do setor. A metodologia do trabalho apoia-se em uma ampla revisão da literatura existente, com foco em monografias e teses, capítulos de livros, artigos publicados em jornais e nos Textos de Discussão do Setor Elétrico publicados pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ).

Para atingir os objetivos citados acima, o trabalho divide-se em quatro capítulos, além dessa breve introdução e da conclusão. No primeiro capítulo, busca-se compreender como o segmento de distribuição funciona e é regulado, bem como os objetivos e impactos da MP 579 sobre o mesmo. No segundo capítulo, é realizada uma revisão da literatura de análise econômico-financeira de empresas, com ênfase nas que pertencem ao setor elétrico, definindo assim uma metodologia ideal de análise. No capítulo seguinte, é abordada a evolução do desempenho recente dos principais indicadores do segmento de distribuição, seu desequilíbrio financeiro e as respectivas propostas de resolução. O quarto e último capítulo consiste em estudos de caso de duas empresas distribuidoras – Eletropaulo e Cemig – para avaliação e mensuração dos impactos causados pela MP.

Por fim, conclui-se através dos resultados encontrados na análise das empresas selecionadas, que a MP 579 teve um impacto negativo muito profundo no setor elétrico e na economia. A geração de caixa das distribuidoras diminuiu muito pelo aumento com gastos na compra de energia devido à exposição involuntária, bem como o capital de giro para a empresa cumprir suas obrigações. Esse rombo financeiro foi repassado à tarifa final dos consumidores posteriormente, o que caracteriza um insucesso da MP em seu principal objetivo de reduzir o preço da energia para estimular a economia, ao menos no longo prazo.

CAPÍTULO 1 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A IMPLEMENTAÇÃO DA MP 579

1.1 – O Segmento de Distribuição de Energia Elétrica

O setor elétrico possui determinadas características que o diferenciam de grande parte dos setores da economia. Dentre as características econômicas, destacam-se sua grande intensidade de capital e o longo prazo de maturação dos investimentos. A característica técnica fundamental da eletricidade, como apontam Pinto Júnior et al. (2007), é a não estocabilidade, isto é, a energia elétrica deve ser consumida no momento em que é gerada. Para integrar os processos de geração e utilização, a cadeia produtiva do setor de energia elétrica é então estruturada pelos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

O segmento de distribuição é responsável pela entrega da energia aos consumidores finais do mercado cativo, que compreende principalmente as seguintes classes: residencial, industrial, comercial, rural e poder público. As empresas de distribuição atuam sob regime de monopólio natural em concessões regionais e têm como seus principais ativos redes de distribuição com forte capilaridade. (OZORIO, 2015)

A estrutura do segmento é composta majoritariamente por distribuidoras de grande porte, cuja área de atuação é caracterizada por alta densidade de consumo e são controladas por grupos financeiramente sólidos, integrados sob a forma de holdings. (CASTRO et al., 2011)

Segundo dados da ABRADÉE¹, há 64 empresas responsáveis pela distribuição de energia no setor elétrico brasileiro, sendo 47 privadas e 17 públicas, o que evidencia a razoável diversidade em sua composição de capital. A tabela 1 elenca todas as empresas, agrupando-as de acordo com esta composição.

¹ Disponível em: www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/distribuidoras-e-origem-de-capital. Acesso em: 10/05/2017 às 11h10min

Tabela 1 – As distribuidoras de energia elétrica no Brasil e suas origens de capital

Distribuidora	Origem do Capital
AES Eletropaulo	Privado
Aliança	Privado
Celpe	Privado
Celpe	Privado
Cemar	Privado
Chesp	Privado
Cocel	Privado
Coelba	Privado
CPFL Jaguari	Privado
CPFL Leste Paulista	Privado
CPFL Mococa	Privado
CPFL Paulista	Privado
CPFL Piratininga	Privado
CPFL Santa Cruz	Privado
CPFL Sul Paulista	Privado
EDP Espírito Santo	Privado
EDP São Paulo	Privado
Elektro	Privado
Enel CE	Privado
Enel RJ	Privado
Energisa BO	Privado
Energisa BR	Privado
Energisa CA	Privado
Energisa ELO	Privado
Energisa MG	Privado
Energisa MS	Privado
Energisa MT	Privado
Energisa NA	Privado
Energisa NF	Privado
Energisa PB	Privado
Energisa SE	Privado
Energisa TO	Privado
Energisa VP	Privado
Forcel	Privado
Iguaçu Energia	Privado
Jari	Privado
João Cesa	Privado
Light	Privado
Muxfeldt	Privado
Nova Palma	Privado
Panambi	Privado
RGE	Privado
RGE Sul	Privado
Santa Maria	Privado
Sulgipe	Privado
Urussanga	Privado
DEMEI	Público (Municipal)
DMED	Público (Municipal)
Eletrocar	Público (Municipal)

Distribuidora	Origem do Capital
CEA	Público (Estadual)
CEB-D	Público (Estadual)
CELESC-D	Público (Estadual)
CELG-D	Público (Estadual)
CEMIG-D	Público (Estadual)
CERR	Público (Estadual)
COPEL-DIS	Público (Estadual)
Eletrobras AC	Público (Federal)
Eletrobras AL	Público (Federal)
Eletrobras AM	Público (Federal)
Eletrobras PI	Público (Federal)
Eletrobras RO	Público (Federal)
Eletrobras RR	Público (Federal)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do site da ABRADÉE, 2016.

Embora o segmento seja regulado, há diferenciação entre a situação financeira das distribuidoras de acordo com a área de atuação. As empresas que atuam nas regiões norte, nordeste e centro oeste tendem a ter uma situação financeira pior. Estas áreas são bem extensas e exigem um expressivo nível de investimento para suprir o acelerado crescimento da demanda, o que é feito através da expansão das redes, porém o consumo é pequeno e as tarifas são altas. (CASTRO et al., 2011)

1.2 – A Regulação da Distribuição

Introdução

A importância estratégica do setor elétrico brasileiro como provedor de um bem público essencial à população exige que as políticas públicas se conjuguem com seu processo de planejamento e regulação. Castro e Rosental (2016) apontam que essa interação é ainda mais importante devido às características do setor, que é intensivo em capital e cujos investimentos possuem longo prazo de maturação.

Nesse sentido, o surgimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) está intimamente relacionado com a regulação do segmento de distribuição, responsável por garantir o equilíbrio entre seus agentes através do monitoramento dos contratos de concessão. (ZACLIKEVISC, 2014)

1.2.1 Composição das tarifas

O órgão regulador define a tarifa de cada distribuidora em função das peculiaridades de cada concessão, de modo que a receita obtida seja suficiente para cobrir os custos operacionais e garantir a remuneração dos investimentos para expansão da capacidade e garantia do suprimento. (ANEEL, 2017b)

Ozório (2015) expõe que o cálculo da tarifa econômica é realizado a partir dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B), que compreendem os seguintes componentes:

- Parcela A: custos de aquisição de energia - em leilões públicos, da usina hidrelétrica de Itaipu e com contratos bilaterais -, bem como encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, além de variados encargos setoriais (CCC, CDE, RGR, TFSEE, PROINFA, ESS, ONS, P&D, e CFURH).
- Parcela B: custos essencialmente operacionais e de manutenção da rede de distribuição, administrativos e gerais.

Ramos et al. (2012) afirmam que a tarifa financeira, aquela efetivamente cobrada aos consumidores, é composta pela tarifa econômica adicionada a um componente financeiro. Este, por sua vez, possui os seguintes tipos: a Conta de Variação da Parcela A (CVA), subsídios e outros componentes.

Para não ajustar a tarifa de acordo com o aumento dos custos não gerenciáveis a todo momento – principalmente o de compra de energia -, as distribuidoras possuem uma conta de ajuste chamada Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), que consiste em um montante a ser repassado às tarifas no Reajuste Tarifário Anual. Em diversas ocasiões, as empresas de distribuição precisam recorrer ao mercado de curto prazo para suprir a demanda dos consumidores, aumentando esses custos. Nesses casos, a CVA é positiva e o montante gasto é repassado à distribuidora via aumento das tarifas. Em outras situações, como a compra da energia da usina de Itaipu num cenário de desvalorização do dólar, os custos não gerenciáveis são menores do que o previsto. Sendo assim, a CVA é negativa e esta diferença é repassada ao consumidor através de redução das tarifas.

Ramos et al. (2012) apontam também que a legislação do setor elétrico engloba uma série de subsídios, que são classificados como componentes financeiros. Nesse sentido, há uma diferenciação na tarifa cobrada aos consumidores, já que parte deles financia consumidores de alta renda, autoprodutores, além de alguns geradores que utilizam fontes incentivadas.

Há ainda um terceiro componente que está associado normalmente a resoluções da Aneel e trata de situações específicas, como por exemplo déficits no Programa Luz Para Todos.

Ao tratar sobre composição das tarifas, os autores destacam como é feito o tratamento das perdas. Para entender como esse tratamento é realizado, é importante diferenciá-las entre técnicas e não-técnicas. As perdas técnicas são aquelas inerentes ao sistema de distribuição de energia e que não podem ser evitadas. Sendo assim, as perdas são repassadas integralmente para as tarifas, desde que os investimentos nas redes de distribuição sejam adequados, conforme avaliação do órgão regulador.

Já as perdas não-técnicas são referentes ao furto de energia, popularmente conhecido como “gato”, que ocorre a partir de alteração no sistema de medição e/ou por uma ligação direta à rede de distribuição. Embora não seja um problema de fácil erradicação, a Aneel estabelece metas de redução progressivas de perdas e não um repasse integral às tarifas. Sendo assim, há um estímulo à eficiência, na medida em que caso esta redução ocorra acima do esperado, a distribuidora é recompensada financeiramente.

A estrutura tarifária é dividida, portanto, entre a Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a Tarifa de energia (TE). A TUSD compreende os custos do serviço de distribuição, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações, enquanto a TE compreende os custos com compra de energia. Nesse sentido, é importante distinguir a distribuição de energia no mercado cativo, em que a distribuidora é responsável pelo processo de distribuição como um todo, e os consumidores cativos pagam tanto a TUSD como a TE; e no mercado livre, onde a distribuidora presta apenas o serviço de transporte, e os consumidores livres pagam somente a TUSD. (Ramos et al., 2012)

Desse modo, há uma diferenciação entre os preços praticados por cada distribuidora a partir dos fatores supracitados: Compra de energia, volume de investimentos em ativos fixos, nível de perdas, parcela de subsídios na área de concessão e custos operacionais.

1.2.2 Processo de revisão tarifária

Para analisar o processo de revisão tarifária, Costellini e Holanda (2014) relembram como ocorre o ganho das distribuidoras, que é através da distribuição de energia ao consumidor final, e não com a venda de energia em si. Dessa forma, as tarifas de energia são periodicamente reajustadas, de modo a garantir o suprimento com modicidade tarifária aos consumidores, além do equilíbrio financeiro às empresas do setor. Esse processo é dividido em: Reajuste Tarifário, Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária.

Segundo a ANEEL (2017b), o Reajuste Tarifário é realizado anualmente e repassa integralmente os custos não gerenciáveis (Parcela A) aos consumidores finais. Portanto, ao repassar esses custos que as distribuidoras têm mínima gestão, seu objetivo é restabelecer o poder de compra das mesmas. No momento de Reajuste, os custos definidos como parcela B são corrigidos pelo índice de inflação que consta no contrato de concessão (IPCA ou IGP-M) e descontados pelo Fator X. Este fator estima os ganhos de eficiência da distribuidora durante aquele período e os repassa às tarifas pagas pelos consumidores finais.

Já a Revisão Tarifária é realizada em média a cada quatro anos, em que a Aneel redefine o valor de remuneração das distribuidoras, a partir da atualização do nível eficiente dos custos operacionais e da remuneração dos investimentos. Sendo assim, há um incentivo à redução de custos e ganhos da eficiência das concessionárias, que serão repassados na Revisão Tarifária seguinte aos consumidores, visando garantir a modicidade tarifária. (ANEEL, 2016)

A Revisão Tarifária Extraordinária, como o próprio nome sugere, não tem periodicidade definida e pode ocorrer a qualquer momento. O pedido de Revisão é realizado pela distribuidora quando há alteração relevante em tributos ou encargos legais durante o período de vigência do contrato e será aceito pela ANEEL caso um grande impacto sobre as atividades da empresa seja comprovado.

1.2.3 Ambientes de contratação de energia

Ozório (2015) aponta que a partir da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, implementada em 2004, foram introduzidas mudanças importantes para cumprir os principais objetivos do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB): garantir o suprimento de energia, promovendo modicidade tarifária e universalização do acesso. Dentre as mudanças realizadas, houve a criação de dois mercados de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No Novo Modelo, o ACR é responsável por atender, através de leilões públicos, às distribuidoras que fornecem energia para o mercado cativo. As tarifas cobradas ao consumidor são definidas pelo órgão regulador, a partir da estrutura de custos (gerenciáveis e não-gerenciáveis), na qual se aplica um fator de produtividade. Adicionalmente, as empresas de distribuição devem ter 100% da energia fornecida contratada, a fim de garantir estabilidade no segmento.

Já o ACL é composto por consumidores livres, demais agentes autoprodutores e comercializadores. O mercado livre é guiado pelo Preço de Liquidação de Diferenças, o PLD, que é definido pelo Custo Marginal de Operação (CMO) da usina com preço mais alto despachada naquele momento. Desse modo, os preços do ACL são bem mais voláteis e geram maior instabilidade aos agentes participantes. Quando a unidade de energia mais cara em operação provém de uma usina termelétrica, o CMO é denominado como Custo Variável Unitário (CVU).

1.3 – Objetivos da MP 579

1.3.1 Contexto econômico

Castro et al. (2012) abordam que a redução da participação do setor industrial no PIB é uma tendência verificada nos países mais ricos e está diretamente associada ao processo de desenvolvimento econômico. Nestes países, o processo de desindustrialização ocorre devido às alterações nos padrões de demanda que provém essencialmente de uma elevação da renda per capita e da maior elasticidade renda dos serviços. Estes fatores contribuem para o aumento da participação relativa do setor de serviços na renda nacional.

Em uma análise do caso brasileiro ao longo dos últimos 30 anos, Nassif et al. (2012) verificaram uma redução paulatina da participação da indústria na economia, de 31,3% em 1980,

17,2% em 2000 até atingir 14,6% em 2011. Entretanto, ao contrário da trajetória observada nos países desenvolvidos, essa redução não foi acompanhada pelo aumento da participação do setor de serviços.

Castro et al. (2013) sintetizam a opinião de muitos autores ao denominar a experiência brasileira como um caso de “desindustrialização precoce”, em que esta redução não está associada a ganhos de produtividade significativos e a um aumento da renda per capita. O setor industrial é o principal vetor para o país auferir ganhos de produtividade e esses, por sua vez, formam a base para garantir um crescimento econômico de longo prazo. Portanto, o movimento observado de redução da participação da indústria no PIB tornou-se uma preocupação para o Brasil, na medida em que são geradas restrições de progresso técnico.

Castro et al. (2012) apontam ainda que os crescentes gastos com energia são os principais causadores de inflação na estrutura de custos de muitas indústrias. Dessa forma, avalia-se a redução do custo da energia elétrica como um instrumento central à promoção de uma política industrial de ampliação e adensamento das cadeias produtivas.

É neste contexto de atribuição da perda de competitividade da indústria brasileira às altas tarifas do setor elétrico que foi implementada a Medida Provisória 579/12.

1.3.2 A Medida Provisória 579

A Medida Provisória 579 foi editada em 11 de setembro de 2012, durante o segundo mandato do governo de Dilma Rousseff, e teve como objetivo viabilizar a diminuição da tarifa da energia elétrica para o consumidor brasileiro. As medidas adotadas permitiriam reduzi-la em uma média de 20,2%. (COSTELLINI e HOLANDA, 2014)

As autoras apontam que essa redução seria resultado das seguintes medidas: antecipação da renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que venceriam a partir de 2015, desoneração de alguns encargos setoriais e o aporte de R\$ 3,3 bilhões anuais pela União à Conta do Desenvolvimento Energético (CDE).

Castro e Brandão (2013) argumentam que a Medida Provisória nº579, posteriormente convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, regulamentou a prorrogação das concessões de

distribuição a critério do poder concedente, seguindo a mesma aplicação à geração e transmissão, conforme seu artigo nº7:

“A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.”

Nesse sentido, Castro et al. (2013) destacam que, com a MP em vigor, as concessionárias tinham duas opções para seus ativos de geração e transmissão, que venceriam entre 2012 e 2017: antecipar a renovação dos contratos para o início de 2013 de forma onerosa ou não renovar os contratos e mantê-los até a data de vencimento.

A proposta do governo de antecipação do vencimento do contrato transformava as concessionárias das hidroelétricas em meras operadoras das usinas, passando a receber uma tarifa calculada pela ANEEL pelo custeio destas atividades, denominada Receita Anual de Geração (RAG). Dessa forma, foi instaurado um regime de cotas, em que as geradoras passaram a receber Cotas de Garantia Física de Energia para o mercado regulado, submetendo-se aos padrões regulatórios de qualidade estabelecidos pela ANEEL. Já os ativos de transmissão seriam remunerados de acordo com tarifa fixa definida pelo órgão regulador a partir de padrões de qualidade pré-determinados. (FACHINI, 2015)

Segundo Costellini e Holanda (2014), as concessões que venceriam até 2017 representavam 34% da energia contratada. A ideia era repassar os valores dos ativos que já tinham sido em sua maioria amortizados às tarifas pagas pelos consumidores finais. Aos ativos que não tinham sido completamente depreciados, a proposta do governo era indenizá-los de forma a equacionar os custos de capital incorridos pelas concessionárias.

Em paralelo, a MP propôs a extinção dos seguintes encargos: Reserva Global de Reversão (RGR) – cujo objetivo era prover recursos para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia – e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – cujo objetivo era compensar os custos dos Sistemas Isolados, principalmente da região Norte, que são superiores aos custos médios do ACR. Além disso, houve redução da quota de arrecadação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) pelas distribuidoras em 25%. (COSTELLINI e HOLANDA, 2014)

As autoras apontam ainda que a CDE passou a incorporar outras finalidades, além da redução da tarifa de energia para consumidores especiais. Tais finalidades consistem na cobertura de gastos da CCC, bem como prover recursos para compensar os descontos das tarifas e efeitos da não adesão à renovação antecipada por boa parte das concessionárias de geração.

Nesse sentido, aparece a importância do terceiro pilar proposto pela Medida Provisória, o aporte inicial do Tesouro de R\$ 3,3 bilhões à CDE para sustentar a redução da tarifa para o consumidor final.

1.4 – Impactos da MP 579

Castro (2013) entende que a principal mudança estrutural foi a alteração da forma de contratação dos ativos de geração e transmissão, em que as concessionárias passaram a ser remuneradas pela operação e manutenção dos mesmos. Aliada à esta alteração, houve uma antecipação da renovação dos contratos, que impactou negativamente o fluxo de caixa das geradoras. Isso porque as geradoras não receberam nenhum tipo de “ativo regulatório” que representasse uma compensação à alteração sem precedentes que lhes foi imposta.

Dessa forma, Fachini (2015) destaca que as geradoras que aderiram à MP e renovaram suas concessões, notadamente as empresas do Grupo Eletrobras, sofreram este impacto de forma mais significativa. Isso porque o valor pago como indenização aos investimentos em ativo imobilizado, que ainda não haviam sido completamente amortizados, foi menor do que o valor contábil registrado.

Castro et al. (2013) apontam que as mudanças regulatórias impactaram também negativamente o mercado de capitais, que precificou rapidamente as ações das empresas do setor. Havia um consenso de que a renovação das concessões traria consigo uma redução nas tarifas, porém bem menos significativa do que a ocorrida efetivamente. Além disso, esperava-se que as concessões fossem renovadas de acordo com o vencimento de cada contrato, e não concentradas no início de 2013. Um segundo fator foi a mudança das condições comerciais das concessionárias que tinham o direito de renovação, especialmente Cemig e Cesp, já que foram oferecidas remunerações para somente suprir os gastos com O&M. Esses fatores contribuíram para que houvesse um aumento da instabilidade do marco regulatório do setor elétrico, mudando o paradigma das empresas como boas pagadoras de dividendos.

A necessidade de reestruturação econômico-financeira de grandes empresas contribuiu para a redução da competitividade nos leilões de geração e transmissão. Sendo assim, o governo não obteve êxito em sua busca por modicidade tarifária.

1.5 – Impactos da implementação da MP 579 sobre as distribuidoras

Até a implementação da MP, as geradoras tinham como objetivo maximizar sua receita levando em conta o risco hidrológico associado. Com a mudança do regime de contratação, as concessionárias deixaram de assumir os ônus e bônus do processo de geração de energia (CASTRO et al., 2013). Há um aumento considerável da exposição involuntária das distribuidoras, na medida em que passam a assumir o risco hidrológico do setor.

As distribuidoras deveriam estar 100% contratadas, porém com a não renovação de diversas concessionárias, ficaram subcontratadas e foram obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo (ACL) para honrarem seus contratos e garantirem o suprimento de energia aos consumidores finais. Nesse sentido, Costellini e Holanda (2014) destacam que o problema estrutural de exposição involuntária se agravou pelo componente conjuntural do fraco regime de chuvas. Com a necessidade de recorrer ao mercado livre, as distribuidoras ficavam suscetíveis ao PLD volátil, que alcançou patamares altíssimos.

A disparada do preço do mercado de curto prazo está diretamente associada ao despacho termelétrico contínuo. A base da geração de energia do Sistema Elétrico Brasileiro é formada pelas usinas hidrelétricas, enquanto as térmicas funcionam a princípio como *back-up*. No momento em que o despacho contínuo destas tornou-se condição premente para garantir o suprimento de energia do país, os preços aumentaram muito.

Dessa forma, as distribuidoras assumiram um grande problema de fluxo de caixa. Vale lembrar que a conta CVA funciona como uma compensação financeira aos custos não-gerenciáveis incorridos, que inclui esse aumento dos gastos com compra de energia. Entretanto, essa compensação ocorre somente no Reajuste Tarifário Anual, e por isso, passaram a sofrer graves problemas de capital de giro.

Zaclikevisc (2014) aborda que a resistência política do governo, que tem grande influência sobre a agência reguladora, impediu o repasse dos custos incorridos pelas distribuidoras aos consumidores nos reajustes tarifários anuais, agravando seus problemas financeiros. Isso só foi

possível devido ao aporte bilionário do Governo Federal, que nos períodos seguintes repassou esse custo aos consumidores finais, contrariando sua política inicial que buscava reduzir as tarifas.

Castro et al. (2011b) apontaram que as empresas menos sólidas teriam mais dificuldade para absorver as margens mais estreitas, tornando-as candidatas à aquisição por grupos financeiramente mais fortes e experientes. Isso porque estas empresas têm maior capacidade de suportar aumento inesperado nos custos não-gerenciáveis em comparação às mais fracas, cujo endividamento vem acompanhado de custos muito elevados. Há, portanto, uma tendência à incorporação de empresas menores, corroborando para um panorama de concentração de capital no setor.

CAPÍTULO 2 – ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO

2.1 – Metodologia para análise financeira de empresas

Damodaran (2007) aborda que a avaliação de empresas é relevante para uma série de atividades, tais como gestão de carteiras, análise de aquisições e para fins legais. Entretanto, para cada uma delas seu papel é diferente. A atividade de gerir portfólio de investimentos se baseia principalmente na análise das empresas, que segundo o autor pode ser realizada através da perspectiva fundamentalista, grafista, de antecipação de informações, entre outras. Esta seção se propõe a descrever os princípios da análise fundamentalista, que consiste em relacionar o valor real da empresa às suas características econômico-financeiras. A análise econômico-financeira consiste na avaliação financeira da empresa, bem como do seu desempenho operacional e do ambiente de mercado em que está inserida.

O objetivo da análise financeira é avaliar o desempenho recente e atual da empresa, através de suas demonstrações financeiras, para mensurar de uma maneira geral a sua capacidade de auferir ganhos e gerar fluxo de caixa. (KAPLAN SCHWESER, 2013). Para isso, são utilizados dados extraídos do Balanço Patrimonial (BP), Demonstração de Resultados do Exercício (DRE) e Fluxo de Caixa para calcular os principais indicadores. Estes dados são manipulados a fim de estabelecer relações entre as contas contábeis, cujos resultados são importantes para avaliar como a firma está inserida na indústria quando for comparada aos seus competidores, bem como sua capacidade de crescimento. A análise financeira da empresa é importante para previsão do seu desempenho,

dividindo-a em 5 pilares principais: atividade, liquidez, solvência, rentabilidade e valoração. Portanto, a análise financeira consiste na avaliação destes pilares através do cálculo de seus indicadores, cujos principais estão listados abaixo.

Tabela 2 – Indicadores para análise financeira das empresas

Pilar	Principal Indicador	Relevância
Atividade	$\frac{Venda\ Anual}{Contas\ a\ Receber\ médio}$	Eficiência operacional no gerenciamento dos ativos.
Liquidez	$\frac{Caixa + Aplicações\ Financeiras}{Dívida\ de\ Curto\ Prazo}$	Capacidade da firma em cumprir com suas obrigações de curto prazo.
Solvência	$\frac{Dívida\ Total}{Patrimônio\ Líquido\ Total}$	Mede a alavancagem financeira e a capacidade em honrar suas obrigações de longo prazo.
Rentabilidade	$\frac{EBIT}{Receita}$	Indica a rentabilidade da companhia: o quanto gera de caixa em relação a seus ativos.
Valoração	$\frac{Resultado\ líquido}{Número\ de\ ações}$	Indica o valor relativo das empresas.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de KAPLAN SCHWESER (2013).

Além da análise financeira através dos indicadores supracitados, que englobam também o desempenho operacional da firma, é preciso avaliar o mercado em que a empresa avaliada está inserida. Enquanto a avaliação financeira permite a comparação entre empresas com seus pares do mesmo setor, esta deve ser complementada pela análise do desempenho recente da indústria. Nesse sentido, devem ser consideradas questões regulatórias, tendências de crescimento, concorrência atual e potencial, entre outras que variam de acordo com o setor analisado. Por fim, deve-se considerar as condições econômicas do país para uma análise ainda mais ampla, no que diz respeito às taxas de investimento e crescimento, câmbio e inflação.

O artigo da S&P (2013) corrobora com o escopo supracitado para realizar a análise econômico-financeira. Embora seja uma agência de rating e por isso seu objetivo esteja voltado para a atribuição de um grau de risco de crédito às empresas, sua metodologia pode ser estendida para a análise de empresas. A agência define a avaliação do risco da indústria como um dos três

pilares necessários ao lado da análise do risco-país e da posição competitiva da firma. Para definir o risco da indústria, a S&P considera a ciclicidade e o risco competitivo e de crescimento como fatores principais. Enquanto o primeiro mede a rentabilidade da empresa frente ao setor, o segundo fator avalia a eficácia das barreiras de entrada, bem como os riscos inerentes às mudanças nas tendências de crescimento e nas margens de lucro da indústria.

2.2 - Definições e premissas

2.2.1 Sustentabilidade econômico-financeira

A análise do desempenho da gestão econômico-financeira das distribuidoras deve considerar a estreita ligação entre a esfera operacional e a financeira (ANEEL, 2014). A prestação dos serviços de distribuição de energia exige grande aporte de capital em construção, operação e manutenção (*Capital Expenditures* - CAPEX), além dos gastos operacionais (*Operating Expenditures* – OPEX) que garantem a continuidade do negócio.

Nesse sentido, os recursos para estes fins devem ser coordenados com o pagamento da dívida, tributação e remuneração pelo capital investido. Caso não haja capital suficiente para suprir os valores de CAPEX e OPEX, a empresa acaba por captar dívida, aumentando sua alavancagem e seu risco de crédito. Esse cenário se desenvolve em vários casos para uma situação de inadimplência das empresas, segundo estudos e acompanhamento do órgão regulador. Sendo assim, a avaliação da situação econômico-financeira da distribuidora é a variável crucial para definir se a mesma será capaz de garantir a qualidade do serviço e de se manter adimplente, ainda que a qualidade não esteja sendo mantida naquele dado momento.

A metodologia utilizada pela ANEEL (2014) para análise da sustentabilidade mínima das distribuidoras é avaliar se a geração de caixa é capaz de suprir os investimentos para manutenção da infraestrutura e cobrir os juros da dívida. Para tal, utiliza-se o Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA), conhecido como EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization).

O EBITDA é uma *proxy* da geração operacional de caixa da companhia, calculado pela receita da companhia deduzida de seus custos e despesas operacionais, antes da depreciação e amortização (Galvão et al., 2008). Entretanto, para alcançar a sustentabilidade mínima, a empresa

deve ter um valor positivo de geração de caixa ao descontar do EBITDA os investimentos e despesas financeiras.

Ademais, a ANEEL discute as condições mínimas que garantem a plena sustentabilidade econômico-financeira de uma distribuidora. Em sua análise, a geração de caixa deve se manter positiva ao se descontar do EBITDA também a tributação sobre o lucro, remuneração aos acionistas e os investimentos necessários para expansão e melhoria da qualidade.

2.2.2 Questões regulatórias

Ozorio et al. (2013) apontam os efeitos de relevantes mudanças regulatórias no setor elétrico, que afetaram sensivelmente a análise financeira das empresas do segmento de distribuição. A partir de 2007, tornou-se obrigatório às distribuidoras a aderência às normas contábeis padronizadas do *International Financial Reporting Standards* (IFRS). Entre elas, destaca-se a extinção do grupo de ativos e passivos regulatórios do Balanço Patrimonial.

As variações dos ativos e passivos regulatórios eram registradas no Balanço, através da conta CVA, que representava montantes de compensação aos custos não-gerenciáveis, conforme abordado no capítulo 1. Com o expurgo dessa conta do balanço, sua variação não tem mais impacto sobre o resultado daquele determinado período, aumentando a variabilidade do lucro das distribuidoras. A ausência de informações sobre os valores da CVA gera maiores dificuldades de previsão, e assim, o regulador exige um acompanhamento paralelo do balanço regulatório.

Conforme abordado pela ANEEL (2014) e será abordado nas seções seguintes, é necessário incluir o montante de ativos e passivos regulatórios no cálculo dos indicadores que avaliam a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras. O objetivo é mitigar o efeito de eventos não-recorrentes e refletir efetivamente a geração operacional de caixa dessas empresas.

2.3 – Revisão empírica

Para Ozório (2011), uma análise do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia contribui não só para apresentar aos gestores e demais *stakeholders* do setor elétrico (acionistas, órgãos reguladores e credores) uma descrição da atual situação dessas empresas, mas também para auxiliar nas análises preditivas, contribuindo para manutenção e/ ou melhorias da condição econômico-financeira dessas empresas. O autor utiliza os demonstrativos financeiros de 5 companhias (CPFL, CEMIG, AES Eletropaulo, Grupo Rede e COPEL), como

base para sua análise, os dividindo em três dimensões: Análise Econômica, Análise Financeira e Análise do Endividamento & Risco de Inadimplência. A seguir, é apresentado o objetivo resumido da análise de cada dimensão, assim como os indicadores utilizados em cada uma delas:

Análise Econômica: é feita uma avaliação da capacidade de geração de lucro da companhia a partir do capital aportado.

Indicadores utilizados:

- i. Retorno sobre o Patrimônio Líquido (ROE - *Return on Equity*);
- ii. Retorno sobre o Capital Investido (ROIC - *Return on Invested Capital*) e;
- iii. Lucro Econômico.

Análise Financeira: avaliação do potencial da empresa em honrar os compromissos de curto prazo, considerando o grau de endividamento associado.

Indicadores utilizados:

- i. Saldo da Tesouraria;
- ii. Necessidade de Capital de Giro (NCG) e;
- iii. Capital de Giro Líquido (CGL).

Análise do Endividamento & Risco de Inadimplência: consiste na avaliação do risco de crédito da empresa, que determina seu grau de exposição.

Indicadores utilizados:

- i. Índice de Cobertura de Juros EBIT;
- ii. Índice de Cobertura de Juros EBITDA e;
- iii. Relação Dívida Líquida/EBITDA.

Os resultados encontrados pelo autor se dividem entre os efeitos das variações macroeconômicas dentro das empresas e aqueles consequentes de ações tomadas pelos seus gestores. Ozório (2011) conclui que esse tipo de análise atende ao objetivo de avaliação das condições que garantem o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Já Fachini (2015) faz uma análise específica dos impactos da Medida Provisória nº 579 sobre os consumidores e empresas do setor. O autor, de forma semelhante ao estudo de Ozório, utiliza demonstrativos financeiros como base para sua análise, porém esta é dividida em quatro

pilares principais: liquidez, rentabilidade, endividamento e múltiplos de mercado. As 8 empresas selecionadas foram CEEE GT, Chesf, Furnas, EMAE, Celesc G, Copel GT, Cemig GT e CESP, já que detinham a concessão da maior parte das usinas hidrelétricas que venceriam entre 2012 e 2017. A análise é dividida a partir de gráficos comparativos dos indicadores supracitados entre as quatro primeiras, que aderiram à renovação antecipada, e as demais, que não aderiram à renovação das concessões, dentre o período de 2009 a 2015. A seguir, é apresentado o objetivo resumido da análise de cada pilar, assim como os indicadores utilizados em cada uma delas:

Liquidez: avalia a capacidade da empresa em honrar suas obrigações de curto prazo.

Indicadores utilizados:

- i. Índice de Liquidez Corrente = $\text{Ativo Circulante} / \text{Passivo Circulante}$;
- ii. Índice de Liquidez Imediata = $(\text{Caixa} + \text{Títulos Negociáveis}) / \text{Passivo Circulante}$.

Rentabilidade: os indicadores pretendem medir a lucratividade da empresa, de modo a exprimir sua eficiência.

Indicadores utilizados:

- i. Margem Líquida = $\text{Lucro Líquido} / \text{Receita Líquida}$
- ii. Margem Operacional = $\text{Lucro Operacional} / \text{Receita Líquida}$
- iii. *Return On Equity* (ROE) = $\text{Lucro Líquido} / \text{Patrimônio Líquido}$

Endividamento: avalia o grau de alavancagem e qualidade da dívida da empresa.

Indicadores utilizados:

- i. Endividamento Financeiro = $(\text{Empréstimos de Curto Prazo} + \text{Empréstimos de Longo Prazo} + \text{Debêntures}) / (\text{Dívidas} + \text{Patrimônio Líquido}) - \text{Participação do capital de terceiros no capital total da empresa}$.

Múltiplos de mercado: avalia a capacidade de geração de caixa futuro.

Indicadores utilizados:

- i. Razão entre Preços e Lucros (P/L) = $\text{Preço de Mercado da Ação} / \text{Lucro por Ação}$
- ii. Índice Preço Valor Patrimonial = $\text{Preço de Mercado da Ação} / \text{Valor Patrimonial por Ação}$

Por outro lado, o documento elaborado pela ANEEL (2014) diferencia-se do artigo de Ozorio (2011) por dividir a análise entre alguns indicadores principais. Assim como o artigo de Fachini (2015), a análise é realizada por meio da explicação dos principais pilares e seus respectivos indicadores. Entretanto, o artigo da ANEEL é uma consulta pública e, por isso, incorpora diferentes metodologias e elementos obtidos através de reuniões de intercâmbio técnico com a Comissão de Valores Mobiliários (CVM); o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a Caixa Econômica Federal (CEF), a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE), o Banco Central do Brasil (BACEN); o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ) e agências de classificação de risco de crédito, compondo assim uma análise mais completa.

Sendo assim, no presente trabalho optou-se por realizar a análise econômico-financeira das empresas distribuidoras através de seis indicadores que medem: endividamento, eficiência, investimentos, rentabilidade, retorno ao acionista e performance operacional. A justificativa dessa escolha se dá pela análise mais robusta e diversificada da ANEEL ao definir seus indicadores principais.² Dessa forma, a próxima subseção apresenta a metodologia para elaboração desses indicadores.

2.4 – Metodologia

Esta seção é uma extensão da metodologia utilizada para avaliação de empresas, já que pretende expor esta análise com foco nas distribuidoras do setor elétrico. Sendo assim, o primeiro passo foi listar os pilares utilizados na análise econômico-financeira das distribuidoras e seus respectivos indicadores principais, expostos na tabela a seguir. Vale ressaltar que, para a análise operacional, foram utilizados três indicadores suplementares.

Tabela 3 – Indicadores para a análise financeira das distribuidoras

	Principais Indicadores
Endividamento	$\frac{DL + APR}{EBITDA \text{ méd U4A} - CAPEX \text{ reg méd U4A}}$

² A Agência apresenta 6 indicadores principais e outros 29 suplementares. O anexo I apresenta a relação desses indicadores.

Eficiência	$EBITDA\ Mg: \frac{EBITDA\ U4A}{ROL\ U4A}$
Investimentos	$\frac{CAPEX\ U4A}{CAPEX\ reg\ U4A}$
Rentabilidade	$\frac{EBIT\ U4A}{EBIT\ reg\ U4A}$
Retorno ao Acionista	$\frac{PROV\ U4A}{\% CP\ reg\ U4A}$
Operacional	IDGC: (1) $\frac{DEC\ real}{DEC\ reg}$ (2) $\frac{FEC\ real}{FEC\ reg}$ (3) $\frac{PE\ real}{PE\ reg}$

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2014).

Após definir o cálculo dos indicadores econômico-financeiros, a tabela a seguir foi estruturada com todas as variáveis contábeis supracitadas.

Tabela 4 – Legenda das variáveis contábeis calculadas pelos indicadores

	Variáveis Contábeis
APR	Ativos e Passivos Regulatórios
CAPEX	Despesas de Capital
CP	Capital Próprio
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DL	Dívida Líquida
EBIT	Lucro antes dos Juros e Imposto de Renda (LAJIR)
EBITDA	Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA)
EBITDA Mg	Margem LAJIDA
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
IDGC	Índice de Desempenho Global de Continuidade
Méd	Médio
PE	Perdas de Energia
PROV	Proventos

	Variáveis Contábeis
Real	Realizado
Reg	Regulatório
ROL	Receita Operacional Líquida
U4A	Últimos 4 anos

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2014).

Em seguida, foi estruturada uma tabela com o cálculo de cada uma das variáveis contábeis, através das fórmulas que são utilizadas para defini-las, bem como suas respectivas referências bibliográficas.

Tabela 5 – Cálculo das variáveis contábeis

	Fórmula	Referência
APR	Créditos a Receber do Fundo da CDE – Energia de Curto Prazo a Pagar	ANEEL (2014)
CAPEX	Variação do investimento em ativo fixo = investimento + ágio + imobilizado + intangível + diferido	Oliveira e Bordeaux-Rêgo (2011)
CAPEX Reg	Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	ANEEL (2014)
CP Reg	Montante do capital alocado para cobertura dos riscos definidos pela Agência Reguladora	BB (2017)
DEC	Intervalo de tempo que, em média, em cada unidade consumidora considerada ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.	ANEEL (2014)
DL	(Empréstimos + financiamentos do passivo circulante) + (Empréstimos + financiamentos do passivo não circulante) – (caixa + aplicações financeiras)	Damodaran (2015)
EBIT	EBITDA – Depreciação e Amortização	Galvão et al. (2008)
EBIT Reg	Remuneração Regulatória do Capital = Depreciação Acumulada dos Regulatórios - Ativo Imobilizado em Serviço	Ohara (2014)
EBITDA	ROL – Custo dos Produtos Vendidos – Despesas Comerciais – Despesas Administrativas	Galvão et al. (2008)
FEC	Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado	ANEEL (2014)
PE	Perdas Técnicas + Perdas Não Técnicas	ANEEL (2014)
PROV	Dividendos + Juros sobre Capital Proprio (JCP) + Bonificações + Subscrições	Abreu (2016)
ROL	Receita Operacional Bruta – Deduções de Vendas	Galvão et al. (2008)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das referências listadas.

Por fim, as próximas subseções têm o objetivo de justificar a importância dos pilares listados para a análise econômico-financeira de uma distribuidora, bem como a escolha de cada indicador para calculá-los.

2.4.1 Endividamento

O indicador utilizado para analisar o endividamento pretende medir quantos anos de geração de caixa a distribuidora precisa para pagar sua dívida. Para isso, a utilização da dívida líquida atual da empresa no numerador é melhor do que a dívida bruta, já que desconta o montante de caixa da companhia. Além disso, ao incorporar os ativos e passivos regulatórios na conta, que consistem no montante a pagar ou receber fruto de variações nos custos não gerenciáveis, o efeito de eventos não-recorrentes é mitigado. Esta variável é especialmente importante em um cenário de hidrologia desfavorável ou de instabilidade monetária.

Já o denominador incorpora o EBITDA, que é uma aproximação da geração de caixa operacional, subtraído do Capex Regulatório, que consiste no valor mínimo de despesas de capital exigido pelo órgão regulador. Suas vantagens estão associadas ao cálculo da média dos últimos quatro anos sobre estas variáveis, o que diminui possíveis impactos significativos de um período específico. Ademais, o Capex Regulatório é incorporado na conta, já que há uma necessidade de reinvestimento mínimo das distribuidoras de energia para repor a depreciação da infraestrutura e se adequar às exigências do regulador. Sendo assim, o indicador reflete melhor o quanto da geração de caixa operacional sobra efetivamente para o pagamento da dívida.

Entretanto, há problemas e vieses associados à escolha do EBITDA para compor o indicador. Em primeiro lugar, esta variável pode estar temporariamente subestimada ou superestimada, o que acaba influenciando diretamente o índice. Empresas muito alavancadas operacionalmente podem apresentar quedas expressivas no EBITDA mesmo quando a receita cai pouco, dado que não há uma redução associada da despesa. Entretanto, num momento de recuperação, o contrário se aplica, o que evidencia que a empresa não estava tão alavancada quanto aparentava. A segunda desvantagem é que o EBITDA não considera o capital de giro da empresa. Para uma empresa com capital de giro muito elevado, a geração de caixa operacional seria na verdade bem menor que a indicada pela variável.

É preciso destacar que o indicador isolado não leva em consideração dados sobre o custo da dívida e liquidez. Se a empresa estiver muito alavancada, mas a dívida for de longo prazo e a

juros baixos, o problema será muito menor do que para empresas cujo perfil de endividamento está concentrado no curto prazo e a taxa de juros elevadas. Desse modo, é importante avaliar paralelamente o perfil do endividamento.

2.4.2 Eficiência

A avaliação da eficiência de uma companhia é importante para realizar uma análise comparativa de sua geração de caixa frente aos seus ativos. O indicador utilizado também compreende a vantagem de diminuir o impacto de efeitos não-recorrentes ao calcular a média dos últimos quatro anos para seus componentes. Apresentam-se, porém, os mesmos problemas supracitados que a utilização do EBITDA traz consigo.

O indicador pressupõe que a distribuidora cumpre os padrões de qualidade do serviço prestado exigidos pelo regulador. Caso contrário, seus custos operacionais poderiam estar muito baixos, o que inflacionaria o EBITDA e daria uma falsa impressão de eficiência elevada. Portanto, a avaliação desta métrica exige a conciliação entre o valor obtido através do indicador selecionado e o desempenho operacional da companhia.

2.4.3 Investimentos

Em regime de concessões, a medida de investimentos compõe um pilar muito importante para análise do equilíbrio econômico-financeiro, já que está associada diretamente à qualidade do serviço prestado pela empresa concessionária. No caso do setor elétrico, a análise é ainda mais valiosa, já que nos moldes de suas concessões, existe um valor mínimo de investimentos exigido às empresas pelo regulador, para repor a depreciação da infraestrutura. Este valor é definido previamente pelo Capex Regulatório, cujo valor está embutido na tarifa e serve como base para as empresas sobre o retorno mínimo que as mesmas irão auferir.

Caso o Capex da distribuidora em determinado período seja menor do que o projetado pela ANEEL, esta terá um retorno maior do que o regulador considerou. Isso porque a tarifa foi decidida previamente e a empresa obtém a mesma receita, enquanto os gastos com investimento diminuíram. O reajuste tarifário anual e as revisões tarifárias têm o papel de ajustar esse tipo de discrepância periodicamente.

2.4.4 Rentabilidade

Assim como a medida de investimentos, a rentabilidade é uma métrica especialmente importante para o setor elétrico. Isso porque a ANEEL define, no ato de cálculo da tarifa, o EBIT que deve ser atingido pela distribuidora, de modo a atender um determinado Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) regulatório. O WACC mede a participação do custo de capital próprio e do capital de terceiros.

Uma distribuidora que apresenta baixa rentabilidade possui mais chances de ter um futuro problema de investimentos e de redução nas despesas com manutenção, o que pode comprometer os objetivos de atendimento aos padrões regulatórios de qualidade. Sendo assim, quanto maior for o EBIT da distribuidora relativamente ao valor determinado pela ANEEL, menor a chance de sofrer sanções e penalidades por descumprimento dos padrões estabelecidos. Tudo isso contribui para o equilíbrio financeiro da distribuidora, e conseqüentemente, do setor elétrico de uma maneira geral.

2.4.5 Retorno ao acionista

O monitoramento do retorno ao acionista também é fundamental no processo de avaliação do equilíbrio econômico-financeiro. O setor elétrico brasileiro é tradicionalmente conhecido pela atratividade das ações de suas empresas, devido à característica de serem boas pagadoras de dividendos. Nesse sentido, é de suma importância a avaliação do contexto deste alto pagamento, especialmente àquelas empresas com elevada alavancagem financeira ou abaixo das metas regulatórias de qualidade. Deve-se observar se não há uma inversão de prioridades na gestão da companhia.

O indicador selecionado adequa-se a este objetivo, na medida em que é capaz de avaliar a relação entre pagamentos de dividendos e a variação da parcela de capital próprio. Assim, permite uma análise sobre o nível de confiança na dívida como fonte de financiamento. Caso seja muito elevado, pode influenciar a uma situação de desequilíbrio da distribuidora.

2.4.6 Operacional

A avaliação da performance operacional é essencial para diagnosticar se a empresa vem cumprindo os padrões de qualidade do serviço prestado estabelecidos pelo órgão regulador. O IDGC foi proposto pela ANEEL (2014) para avaliar o nível de continuidade da distribuidora, cujo objetivo é medir a duração e frequência das interrupções pelos níveis de DEC e FEC,

respectivamente. A partir desses cálculos, o indicador permite comparações entre o desempenho observado e o nível pré-estabelecido. Caso este seja ultrapassado, a empresa estará sujeita a penalidades financeiras e até de descontinuidade do serviço. A evolução recente do indicador também é um componente importante no que tange à análise da saúde financeira e do equilíbrio da empresa observada. Entretanto, é importante ressaltar que, para a definição das metas regulatórias, o regulador deve avaliar as características da área de atuação de cada concessionária, tais como extensão territorial e densidade demográfica.

CAPÍTULO 3 – DESEMPENHO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 – Análise dos dados setoriais

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB), tradicionalmente conhecido pela estabilidade que deriva do alto grau da participação estatal através de suas funções regulatória e planejadora, sofreu recentemente os ônus desse intervencionismo. O ano de 2012 representa um ponto de inflexão para o desempenho do setor, quando foi instaurada a Medida Provisória 579. O objetivo do governo de diminuir as tarifas de energia através da renovação antecipada dos contratos de geração e transmissão transformou profundamente a estrutura do setor. Em sua proposta, as concessionárias que aderissem à MP passariam a ser apenas operadoras das concessões, obedecendo o Regime de Cotas que foi implementado. Por isso, este capítulo propõe a análise do desempenho do segmento de distribuição com foco nessa mudança do marco regulatório.

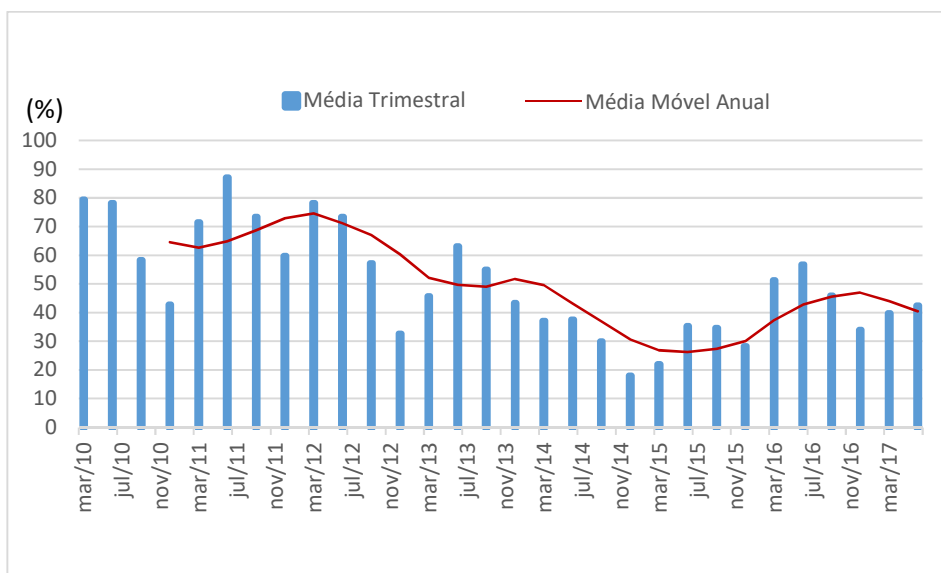
Segundo Costellini e Holanda (2014), 60% do volume esperado das concessões foi efetivamente renovado e, assim, aproximadamente 10 mil MW ficaram de fora. As distribuidoras, que passaram a assumir o risco hidrológico do setor, ficaram subcontratadas, já que os contratos foram paulatinamente vencendo. Sendo assim, a exposição involuntária das distribuidoras aumentou, assim como a necessidade em recorrerem ao mercado de curto prazo para compra de energia.

Costellini e Holanda (2014) abordam ainda que o fraco regime de chuvas foi determinante para o aumento do despacho termelétrico por ordem de mérito. Em paralelo, aumentou expressivamente o despacho das usinas termelétricas fora da ordem de mérito. Sendo assim, o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), que segundo o documento da ANEEL (2014b), compreende os custos deste despacho, além dos custos associados às reservas de potência operativa e de capacidade, aumentou consideravelmente.

Portanto, o cenário era muito desfavorável no final de 2012 e início de 2013, como se pode observar no gráfico abaixo. A situação ficou ainda mais crítica no final de 2014, cuja Energia Armazenável Máxima das regiões SE/CO, onde se encontram as principais hidrelétricas do país, chegou ao patamar de 18% no trimestre findo em dezembro, conforme dados do Operador Nacional do Sistema. (ONS, 2017). Em 2015, há uma leve recuperação do nível dos reservatórios, porém longe de alcançar um patamar satisfatório. As hidrelétricas voltam a recuperar de forma consistente

o nível de seus reservatórios apenas em 2016, alcançando seu ápice em junho deste ano com a média trimestral de 56,7% do valor máximo.

Gráfico 1 – Energia Armazenável Máxima das regiões SE/CO



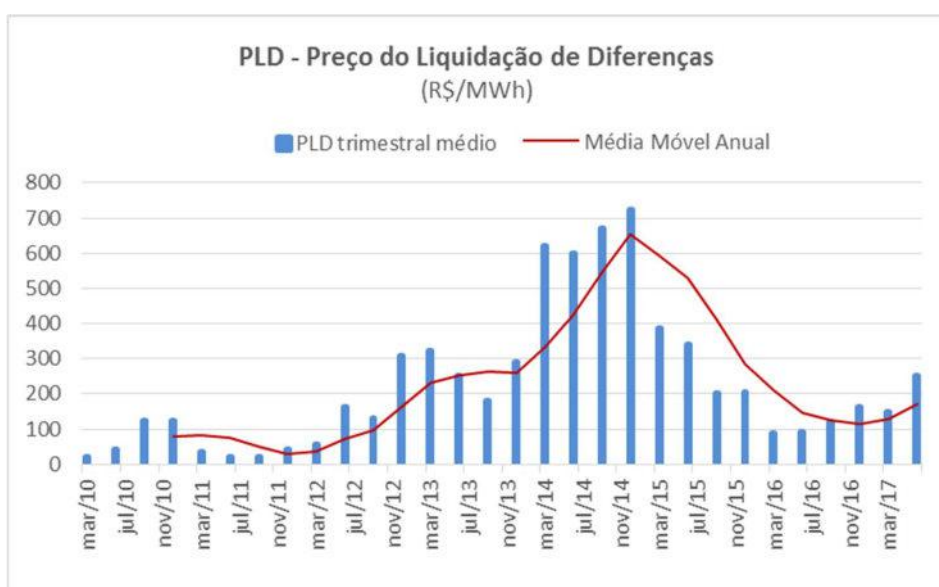
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2017).

Castro et al. (2014) apontam que em muitos projetos o tempo de acionamento das termelétricas dentre o período de 2012 a 2014 superou o tempo que fora projetado para 15 anos. Isso foi determinante para o aumento do CVU das usinas térmicas em operação, que elevou o PLD a patamares altíssimos. Os autores abordam que, por conta do PLD muito elevado, muitas concessionárias das termelétricas auferiram ganhos expressivos sem racionalidade econômica nesse período. Isso porque o fator que determina seus ganhos é a diferença entre os custos destas usinas e o PLD. Nesse sentido, vale lembrar que o PLD é determinado pelo Custo Marginal de Operação (CMO) da usina mais cara do SIN, e num cenário hidrológico muito desfavorável, a diferença entre o custo médio das térmicas e o PLD torna-se gritante.

O PLD que vinha em um patamar baixo desde o ano de 2010, guiado pela segurança energética sustentada pelo elevado nível histórico dos reservatórios, alcançou o patamar mensal mais alto de 822 reais por megawatt-hora nas regiões SE/CO e Sul de fevereiro a abril de 2014, escancarando o problema estrutural da formação dos preços de energia. O gráfico abaixo contempla seu crescimento exponencial numa análise trimestral média entre todas as regiões, no qual é possível verificar o ápice de 727 reais por megawatt-hora em dezembro deste mesmo ano. A

diminuição do PLD em 2015 está diretamente associada à política da ANEEL de limite máximo, cujo valor ficou definido em R\$ 388,48/MWh. Em 2016, o preço caiu novamente acompanhando o aumento do nível de energia armazenada nos reservatórios.

Gráfico 2 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)



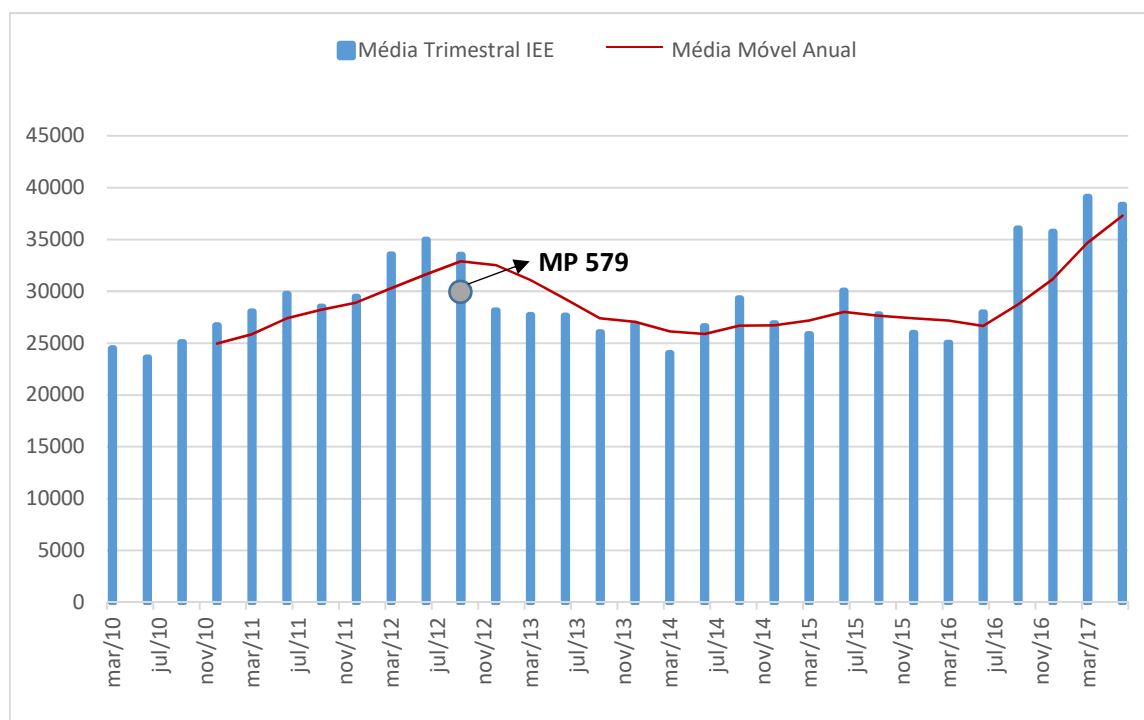
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2017).

Embora os custos não gerenciáveis incorridos pelas distribuidoras sejam repassados às tarifas dos consumidores finais, o aumento do PLD foi tão expressivo em 2014 que afetou diretamente o fluxo de caixa das distribuidoras. Como este repasse é realizado anualmente através da conta CVA, as empresas tiveram que enfrentar um grave problema de capital de giro e, consequentemente, de deterioração de seus perfis econômico-financeiros.

Esta deterioração é refletida no mercado de capitais através da venda maciça das ações das empresas do setor elétrico, que pode ser observada pelo Índice de Energia Elétrica da BM&FBovespa (IEE). Este índice visa medir o desempenho das ações das empresas de capital aberto do setor, que possuem grande relevância para a bolsa. (ADVFN, 2017). Fachini (2015) analisa a trajetória recente do IEE, através de uma análise comparativa com o Índice Bovespa (IBOV), sendo importante para avaliar o desempenho das empresas do setor no mercado de capitais frente às empresas de outros setores. O autor observa uma trajetória ascendente similar entre ambos de 2006 a 2010, com exceção do declínio no período pós-crise 2008. A partir de 2011, o IEE descola do IBOV e cresce consideravelmente, até que a MP 579 é instaurada e o índice despenca.

Portanto, embora não seja adequado atribuir completamente os efeitos negativos observados nas ações das empresas do setor elétrico à instauração da MP 579, é evidente que há uma relação direta entre ambos. No gráfico abaixo, é possível verificar a trajetória do IEE, que caiu consideravelmente após a MP. A média trimestral de 34.970 pontos registrada em junho de 2012 caiu para 24.038 pontos em março de 2014. Observa-se que a partir da segunda metade de 2016, o IEE teve uma ascendência exponencial guiada pelo processo de impeachment da presidente Dilma Rousseff, cuja abertura ocorreu em 12 de maio de 2016 em votação no Senado Federal (ÉPOCA, 2016). Em conjunto com a recuperação do setor, o índice alcançou o nível de 39.093 pontos no trimestre findo em março de 2017, o mais alto dentre o período analisado.

Gráfico 3 – Índice de Energia Elétrica (IEE)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Exame (2017) – Histórico de cotações.

3.2 – O problema financeiro e suas soluções conjunturais

Além da renovação antecipada das concessões, a MP propunha a extinção da RGR e CCC, bem como a diminuição da arrecadação da CDE para reduzir as tarifas de energia. Costellini e Holanda (2014) indicam que essa redução seria sustentada por meio de aportes do governo através da conta CDE, que passou a centralizar os recursos da RGR e CCC, nos valores de R\$ 3,3 bilhões em 2013 e R\$ 3,6 bilhões em 2014.

Com a não renovação de algumas geradoras e o aumento da exposição involuntária, a proposta do governo em reduzir as tarifas em 20,2% não se mostrou factível sob as condições que foram estabelecidas. As autoras indicam que o impacto seria, na verdade, de redução em 16,2% no preço das tarifas. Isso porque o valor da compra de energia pelas distribuidoras, que era uma dessas condições, aumentou muito. Desse modo, o governo desembolsou R\$ 5,1 bilhões além do previsto para compensar o aumento dos custos das distribuidoras e cumprir com a promessa inicial.

Conforme publicado pelo Valor Econômico (2013), somente no mês de janeiro as distribuidoras tiveram um custo de R\$ 2,8 bilhões com exposição involuntária ao mercado de curto prazo. Com o objetivo de mitigar esse impacto financeiro negativo sobre as empresas de distribuição e evitar repasses muito elevados aos consumidores finais, o governo publicou o decreto 7.945, que propunha a utilização de recursos da CDE sempre que o aumento nos custos das termelétricas representasse um reajuste de mais de 3% nos reajustes anuais.

Fachini (2015) expôs os gastos pelo governo através da conta CDE entre 2013 e 2015. No primeiro ano analisado, os dispêndios relativos à Exposição involuntária, ESS, risco hidrológico e à Conta CVA totalizaram R\$ 9,9 bilhões. Considerando os subsídios tarifários praticados (R\$ 3,3 bilhões) e a redução tarifária (R\$ 0,3 bilhões), o valor anual gasto pelo governo foi de R\$ 13,6 bilhões. Numa tentativa de diminuir a exposição involuntária das distribuidoras foram promovidos os 11º e 12º Leilões de Energia Existente em 2013, porém houve contratação de 2.751 MW médios, que representavam apenas 40% dos 6.300 MW médios de exposição. (COSTELLINI e HOLANDA, 2014).

Costellini e Holanda (2014) apontam que houve um aprofundamento da crise no ano de 2014. O PLD atingiu níveis recordes com a altíssima demanda de energia, num contexto de vencimento de cerca de 4000 MW médios referentes à energia velha, cujo leilão realizado não foi suficiente para compensá-lo. Esses fatores contribuíram ainda mais para a exposição das distribuidoras e deterioração das suas contas. Por isso, o governo publicou o decreto 8.203 como medida emergencial para compensar a exposição estimada de R\$ 1,8 bilhão apenas no mês de janeiro. Este consistiu num repasse às distribuidoras de R\$ 1,2 bilhão, porém foi uma solução pontual e não resolveu o problema estrutural do setor, que continuou e se agravou nos meses seguintes.

Em busca de uma solução mais estruturada para o desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, o governo propôs como medidas: o aporte financeiro de R\$ 4 bilhões via CDE e o financiamento realizado pela própria CCEE junto aos bancos a juros de mercado em valor de até R\$ 8 bilhões. A inclusão das usinas térmicas nos novos leilões e o repasse de R\$ 4,5 bilhões da Conta de Energia de Reserva (CONER) foram outras propostas que buscavam melhorar o cenário para as empresas do segmento. (COSTELLINI e HOLANDA, 2014)

No final de 2014, o cenário do setor elétrico ainda era caótico. Os aportes financeiros realizados pelo governo para lidar com o desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras foram muito significativos e acima dos valores previstos. Esses dispêndios geraram um déficit para o Tesouro Nacional que deveria ser compensado pelo propósito de redução das tarifas. Para muitos agentes econômicos, há uma opinião expressa de que a MP 579 foi uma medida eleitoreira. Conforme apurado pelo O Estado de São Paulo (2015), os custos da medida chegaram a pouco mais de R\$ 31 bilhões. A redução drástica nas tarifas foi implementada num contexto em que o setor já recorria às termelétricas, o que parece contraditório, já que a MP incentivava o consumo. Adicionalmente, pela iminência das eleições, o reajuste tarifário através do aumento da conta de luz não foi realizado no final de 2013 nem no início de 2014, o que teria reduzido o incentivo ao consumo e à sobrecarga do sistema. Em busca de minimizar as perdas advindas da MP, o governo elaborou duas propostas: a adoção das bandeiras tarifárias e o preço-teto do PLD.

De acordo com o MME (2015), foi implementado em janeiro de 2015 o regime de bandeiras tarifárias, que consiste na sinalização aos consumidores cativos dos custos de geração de energia. O objetivo é estimular a eficiência no consumo através do ajuste mensal da tarifa. A ANEEL (2017a) explicita que o regime funciona através da sinalização do aumento ou diminuição do custo da energia através das cores que vêm na conta de luz. A bandeira verde indica que o momento é favorável e a tarifa não sofreu nenhum acréscimo, enquanto a bandeira amarela indica que houve acréscimo de R\$ 0,020 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos. A bandeira vermelha indica que os custos de geração estão muito elevados e representa aumento de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora consumido (patamar 1) e de R\$ 0,035 (patamar 2). Dessa forma, quando a situação do sistema é crítica, há um estímulo à diminuição do consumo de energia, o que diminui a sobrecarga do sistema.

A redução do teto do PLD foi homologada no dia 25 de novembro de 2014 pela ANEEL, cujo valor foi definido em R\$ 388,48/MWh, enquanto o limite mínimo ficou em R\$ 30,26/MWh.

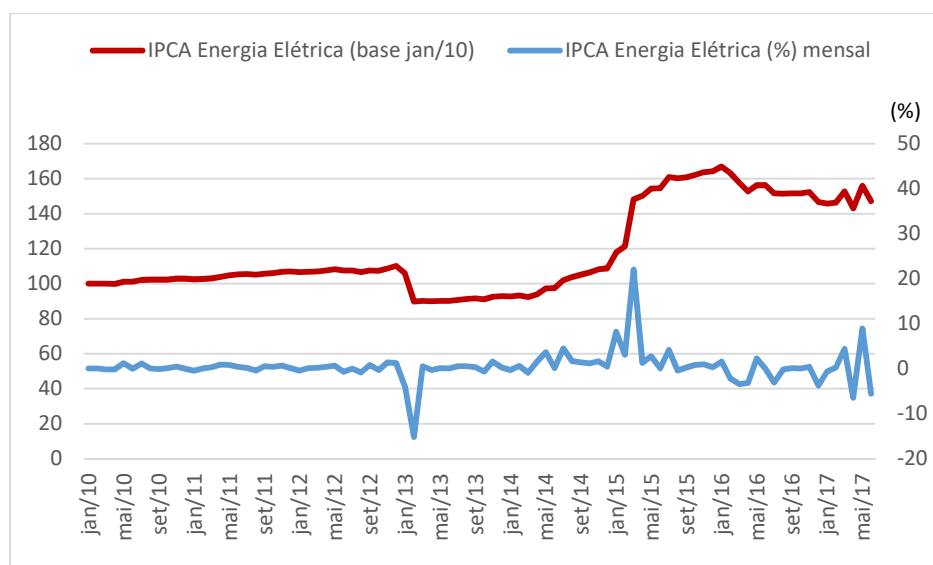
(ANEEL, 2014). Para a fixação destes limites, a ANEEL utilizou o critério da térmica mais relevante e o do custo das hidrelétricas que renovaram suas concessões, respectivamente. O principal efeito dessa medida foi reduzir a exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de curto prazo, ao passo que, apesar de interferir nos preços, não reproduz um comportamento ineficiente da demanda de energia e contribui para mitigar o risco financeiro do setor.

Entretanto, tais medidas não foram suficientes para impedir o repasse do rombo financeiro às tarifas cobradas pelas distribuidoras junto aos consumidores finais, questão que será analisada na seção a seguir.

3.3 – Tarifas de energia

Costellini e Holanda (2014) apontam que, passadas as eleições presidenciais e as ajudas financeiras advindas da CONTA-ACR, a perspectiva para os consumidores era bem preocupante. Além do reajuste tarifário anual recorrente e da implementação das bandeiras tarifárias, os custos incorridos com os aportes bilionários começaram a ser transmitidos às tarifas finais. Portanto, o cenário positivo para as distribuidoras não se replicava aos consumidores.

Para analisar os efetivos impactos da Medida Provisória sobre os consumidores, Fachini (2015) analisou a trajetória do preço da energia elétrica. O gráfico 4 é uma extensão de seu modelo para o período mais recente, no qual o autor utiliza as informações do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) de Energia Elétrica. Com base no valor observado em janeiro de 2010, pode-se observar que houve um leve crescimento até o final de 2012. Conforme apontado pelo autor, há uma redução acentuada de 3,9% e 15,2% em janeiro e fevereiro de 2013, já fruto da implementação da MP. A redução nas tarifas beneficiou os consumidores até o final de 2014, período em que o preço começa a subir, atingindo seu pico de crescimento de 22,1% em março de 2015, puxado pela revisão tarifária de diversas concessionárias e aumento na taxa extra das bandeiras tarifárias. (GLOBO, 2015) Apesar de algumas oscilações como a do aumento de 9% em maio de 2017, pode-se observar que a ascendência do índice não se manteve a partir de 2016. Desde então, a bandeira tarifária vermelha se tornou menos frequente, fruto do aumento no nível dos reservatórios e diminuição do PLD, o que corroborou para redução do índice.

Gráfico 4 – Evolução dos preços de energia

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Central (2017).

3.4 – Perspectivas

De acordo com a evolução positiva observada na análise dos principais dados setoriais, bem como das soluções paliativas implementadas, é possível concluir que o equilíbrio financeiro do setor elétrico vem sendo pouco a pouco restaurado. Entretanto, é importante apontar que o setor apresenta uma série de problemas estruturais e, assim, seu planejamento deve ser composto por soluções de longo prazo que resolvam esses problemas. A venda de algumas distribuidoras para o setor privado e o aumento de fusões e aquisições são medidas que endossam essa perspectiva.

Castro e Rosental (2016) abordam as mudanças do papel do Estado no setor elétrico brasileiro de acordo com os efeitos da MP 579. Os autores apontam no artigo que existe uma tendência de redução da participação do Estado como produtor e de aumento do seu papel regulatório e planejador. Nesse sentido, há uma grande perspectiva de privatização das distribuidoras da Eletrobras, que sofreram bastante com os impactos da MP, em busca de compensar parte do rombo financeiro da empresa e do governo. A primeira iniciativa nesse sentido foi realizada em 30 de novembro de 2016, quando houve o leilão de venda da CELG Distribuição para a ENEL, no valor de R\$ 2,2 bilhões (ESTADÃO, 2016). Além disso, a Folha de S. Paulo (2017) divulgou o plano da Eletrobras de vendas de seus ativos de geração e transmissão, que fariam a empresa arrecadar R\$ 2,2 bilhões em 2017 e R\$ 2,4 bilhões em 2018.

O crescimento do número de fusões e aquisições também é uma consequência do caos financeiro vivido pelo setor. Pela necessidade de muitas empresas de distribuição em adquirir capital para o pagamento de suas dívidas, num contexto de juros mais elevados cobrados pelos bancos devido aos seus perfis financeiros deteriorados, a aquisição por outras companhias pode se tornar uma possibilidade mais viável. Essa tendência é notada principalmente nas empresas que aderiram à MP 579 e que, assim, sofreram maior deterioração do fluxo de caixa.

Conforme publicado pela Agência Brasil (2016), foi sancionada em novembro de 2016 a Lei 13.360. Esta lei provém da MP 735, cujos objetivos foram redefinir o processo de distribuição dos recursos da CDE e facilitar o processo de desestatização das empresas, na medida em que permite a alteração das fases do leilão e da análise da documentação. Tais medidas indicam para os investidores um ambiente regulatório mais estável que, aliado à melhora da situação do setor elétrico, corroboram para o objetivo de privatização das distribuidoras da Eletrobras e de maior abertura/penetração das empresas internacionais na aquisição de empresas brasileiras.

Em busca de um plano consistente para reestruturar o setor elétrico, o governo preparou uma reforma que pretende mudar radicalmente as ideias implementadas pela MP 579, conforme apurado pelo Valor Econômico (2017). As ideias propostas estão alinhadas com a consulta pública feita pelo MME (2017), que tem o objetivo de estabelecer os princípios para reorganização do setor elétrico, definidos pelos pilares da eficiência, equidade e sustentabilidade.

A primeira proposta é o chamado processo de “descotização”, que consiste na extinção do regime de cotas estabelecido pela MP 579. Sendo assim, as geradoras poderão comercializar energia para outros compradores a preços mais elevados. A diferença auferida entre as tarifas praticadas e as dos contratos com as distribuidoras será absorvida pelo governo e destinada de alguma forma a ser definida para a reestruturação do setor. Esta medida acaba com a obrigatoriedade de compra de energia pelas distribuidoras, que ficam menos pressionadas pelas sobras causadas pela recessão da economia. Pelo lado dos consumidores, há uma incerteza sobre um possível aumento acentuado nos preços, que segundo o artigo, seria realizado pouco a pouco pela ANEEL. Entretanto, há um ponto positivo para a população nesta medida, já que o risco hidrológico não será mais assumido por ela, mas por aqueles agentes contratantes de energia nesses leilões.

Em segundo lugar, propõe-se uma mudança na definição dos agentes que estão aptos a comercializar energia no mercado livre. Atualmente, há consumidores caracterizados como “especiais”, cuja demanda por energia está entre 0,5 MW e 3 MW, e podem comprar energia de fontes renováveis com 50% de desconto. A proposta do governo é acabar com o privilégio das usinas eólicas e de biomassa, a partir do argumento de que apresentam atualmente condições de competição com as outras fontes de energia, e diminuir a barreira de entrada para 0,5 MW para todos os consumidores que desejarem comprar energia no mercado livre. Segundo a Exame (2017), a forte migração de consumidores para o mercado livre impacta sensivelmente as distribuidoras, que terão seu número de clientes cativos reduzidos. As indústrias e os grandes clientes irão recorrer cada vez mais ao mercado livre, reduzindo a participação do mercado regulado.

O terceiro pilar é a mudança do regime de venda de energia adotado na usina de Itaipu. Atualmente, metade da energia produzida vem para o Brasil e é dividida em cotas para as distribuidoras. A proposta reside na mudança desse regime, onde a Eletrobras passaria a comercializar de forma exclusiva a energia proveniente desta usina, tornando-se apta a vender tanto no ACR como no ACL conforme os melhores preços praticados. O regime vigente em Itaipu tem vencimento para 2023, porém como alguns leilões tem prazo de fornecimento para 5 anos, a partir de 2018 já se pode pensar em possíveis leilões.

Portanto, é possível concluir que as medidas propostas terão grande impacto sobre as empresas de distribuição, caso sejam efetivamente implementadas. As distribuidoras sofrerão uma redução expressiva no número de clientes e na quantidade de energia vendida devido à migração maciça de consumidores para o mercado livre. Estas empresas perdem importância na venda de energia, apresentando-se como um impasse a forma de remuneração vigente para elas, já que também passam a assumir menos riscos. Um problema adicional é referente ao planejamento do setor elétrico, cuja expansão do sistema de geração está alinhada aos dados obtidos junto à quantidade de energia ofertada pelas distribuidoras no mercado cativo. Ao passo que o mercado livre assume uma posição de preponderância maior, novos mecanismos deverão ser adotados para definir a expansão da oferta. No momento em que o cenário estava melhorando para as distribuidoras, após todos os problemas financeiros relacionados ao Regime de Cotas, a perspectiva para o setor se altera.

CAPÍTULO 4 – ESTUDOS DE CASO

Este capítulo pretende aplicar a metodologia definida no capítulo 2 para analisar o desempenho econômico-financeiro das distribuidoras. Sendo assim, serão realizados dois estudos de caso: Eletropaulo e Cemig. A escolha destas empresas está associada ao impacto financeiro especialmente negativo que sofreram. O nível dos reservatórios da região Sudeste foi o que atingiu o menor patamar do país, proporcionando maior exposição involuntária das distribuidoras que a compõem, caso das empresas supracitadas. Sendo assim, aumentaram expressivamente seus gastos com compra de energia das termelétricas no mercado de curto prazo, o que faz destas empresas excelentes exemplos para análise do impacto econômico-financeiro gerado pela MP 579.

Na primeira seção, é descrito o perfil da companhia, que compreende sua estrutura acionária e os negócios da distribuidora. Esta engloba, por sua vez, as características da área de atuação e do perfil de vendas de energia da distribuidora por segmento. Já na segunda seção, os indicadores de endividamento, eficiência e operacional são aplicados em uma análise do desempenho recente da companhia. Por fim, a seção 3 aborda os impactos da MP 579 no preço das ações da Eletropaulo em uma análise comparativa ao setor.

4.1 – Eletropaulo

4.1.1 Descrição da empresa

A AES Eletropaulo é uma empresa de capital aberto que atua no segmento de distribuição de energia elétrica. A empresa é diretamente controlada pela AES Holdings Brasil, que detém 50,5% do capital votante e 16,8% de seu capital total. A estrutura acionária da companhia é definida na tabela a seguir.

Tabela 6 – Estrutura acionária da Eletropaulo

Estrutura Acionária	Participação (%)
AES Holdings Brasil	50,5
União Federal	23,9
BNDESPAR	22,6
Outros	3,0
Total	100,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Demonstrações Financeiras em Eletropaulo RI (2016).

Sua área de atuação é composta por 24 municípios da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital do estado. Por atender ao principal centro econômico do país, a área de concessão é caracterizada por altíssima densidade demográfica, além do elevado nível de renda per capita. Isso a torna líder em unidades consumidoras por km². A empresa é também a maior distribuidora do país em termos de energia distribuída e a maior da América Latina em receita de fornecimento. No ano de 2016, a empresa distribuiu 42.825 GWh, o que representa uma participação de 10% no fornecimento de energia elétrica do país.

As vendas de energia pela Eletropaulo têm se baseado, principalmente, na classe residencial de consumidores, que possui padrão de consumo mais resiliente. Em 2012, o segmento industrial sofreu retração de 3,2%, puxado pela queda de 2,7% na produção industrial que o país viveu neste período. No ano seguinte, houve uma intensa migração de clientes para o mercado livre, cuja energia distribuída aumentou em 9,4%. Em 2014, o crescimento das vendas é puxado pelas classes residencial e principalmente comercial, que compensam a queda acentuada da classe industrial que acompanhou a retração da produção industrial de São Paulo de 6,2%. Em 2015, o mercado total da área de concessão sofreu retração de 4,7% em relação a 2014, principalmente a residencial (5,1%) e industrial (9,8%), guiada pela piora do cenário econômico e aumento das tarifas. Segundo dados divulgados pela Eletropaulo RI (2015), a renda real da região metropolitana de São Paulo caiu 3,8%, assim como a produção industrial em 11% e o consumo em 4,2%. Em 2016, a queda da venda de energia continua e o mercado total apresenta redução de 3,2%. Essa queda acompanha o cenário econômico desfavorável que permanece - com redução de 14,9% no consumo industrial -, apesar de parte estar relacionada à ida de consumidores para o mercado livre, que cresceu 3,8% frente ao ano anterior.

Tabela 7 – Vendas de energia por segmento (Anual)

Energia por Segmento (GWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	16.408	17.029	16.748	16.882	16.021	15.930
Comercial	11.614	11.815	12.253	12.738	12.571	11.758
Industrial	5.996	5.803	5.588	5.281	4.766	4.055
Outros	2.799	2.922	2.885	2.926	2.821	2.720
Total (Mercado Cativo)	36.817	37.569	37.474	37.827	36.179	34.463
Consumidores Livres	8.284	7.988	8.741	8.589	8.058	8.362
Total	45.101	45.557	46.215	46.416	44.237	42.825

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Análise de Resultados em Eletropaulo RI (2012, 2014 e 2016).

No primeiro semestre de 2017, a situação vem melhorando em relação aos anos anteriores, embora tenha apresentado redução de 0,3% na demanda total de energia frente ao mesmo período de 2016. Como pode ser observado na tabela abaixo, o consumo pela classe residencial voltou a crescer, porém a queda foi puxada pelos segmentos comercial e industrial. A migração para o mercado livre de 26,3% é um ponto a ser destacado, que está muito acima dos períodos anteriores, devido à abertura de consulta pública recente do governo, no sentido de diminuir as barreiras para a migração de clientes ao mercado livre e de reduzir os riscos da exposição involuntária dessa migração para as distribuidoras.

Tabela 8 – Vendas de energia por segmento (Semestral)

Energia por Segmento (GWh)	1S16	1S17	Variação (%) 1S16x1S17
Residencial	7.958	8.045	1,1
Comercial	6.262	5.553	-11,3
Industrial	2.127	1.677	-21,2
Outros	1.394	1.352	-3,0
Total (Mercado Cativo)	17.741	16.627	-6,3
Consumidores Livres	3.979	5.024	26,3
Total	21.720	21.651	-0,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Análise de Resultados em Eletropaulo RI (2T17).

4.1.2 Resultados financeiros

A tabela 9 expõe a evolução do nível de contratação de energia de 2011 a 2016, na qual é possível verificar que a companhia não cumpriu os padrões exigidos pelo órgão regulador de ter 100% de sua energia contratada em 2013 e 2014. Devido às condições adversas do setor, o percentual de contratação de energia ficou em 97,0% e 98,8% respectivamente. Esta exposição involuntária exigiu que a Eletropaulo recorresse ao mercado de curto prazo para atender sua demanda, num período em que o PLD estava muito alto, gerando um aumento dos custos de compra de energia.

Tabela 9 – Exposição Involuntária da Eletropaulo

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Nível de						
Contratação	103,3%	101,7%	97,0%	98,8%	107,2%	110,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Análise de Resultados em Eletropaulo RI (2012, 2014 e 2016).

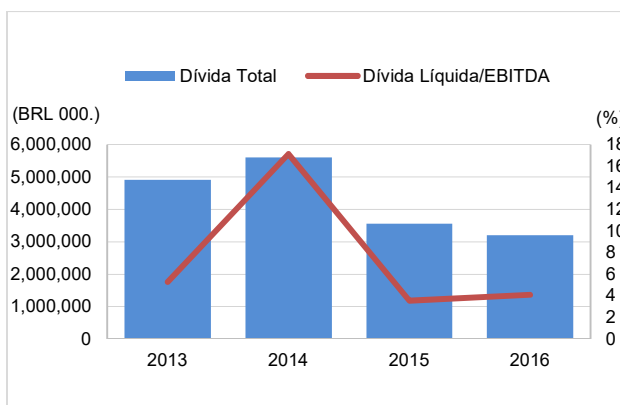
O principal custo não administrável das distribuidoras é o da compra de energia. A tabela abaixo indica a evolução dos custos e despesas operacionais. Em 2014, há um aumento considerável dos custos da parcela A da empresa, devido ao crescimento dos gastos com compra de energia. Esse aumento está relacionado com a exposição involuntária da companhia e decorre de expressivos aumentos dos gastos na compra de energia no mercado de curto prazo e, principalmente, nos leilões realizados, resultados do aumento do volume de energia comprada e do preço médio. Em 2015, o aumento dos custos permanece devido ao aumento da energia comprada de Itaipu, que reflete o aumento das tarifas em dezembro de 2014 e da variação cambial. Em julho deste ano houve ainda a revisão tarifária que aumentou os preços em 15,23% (ELETROPAULO RI - Análise de Resultados, 2016). Nesse período, porém, não há compra de energia no mercado de curto prazo, já que a Eletropaulo estava sobrecontratada. Em 2016, houve uma expressiva redução desses custos, guiada pela renegociação dos contratos de compra com Itaipu e AES Tietê a tarifas médias bem mais baixas.

Tabela 10 – Abertura dos Custos e Despesas da Eletropaulo

BRL 000	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Parcela A	5.689	6.858	5.834	7.896	9.884	7.681
Energia Comprada para Revenda	4.464	5.376	5.297	7.484	8.761	6.738
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	1.225	1.482	537	412	1.123	943
PMSO	1.251	1.531	1.640	1.603	2.208	2.442
Pessoal	546	705	844	965	1.008	1.139
Materiais	52	62	46	43	42	77
Serviços de Terceiros	461	503	457	446	524	567
Outros	192	261	293	149	634	659
Total	6.940	8.389	7.474	9.499	12.092	10.123

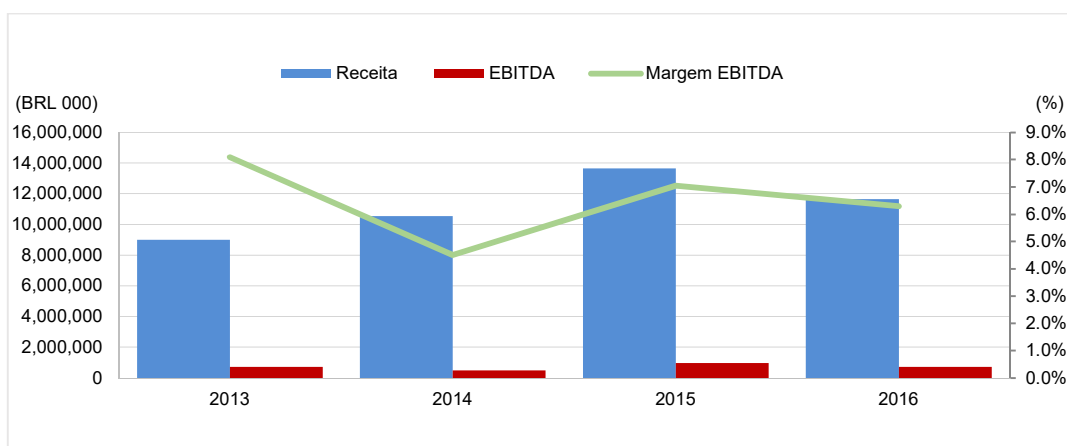
Fonte: Elaboração própria a partir de dados das DF's em Eletropaulo RI (2012, 2014 e 2016).

Para calcular o endividamento da companhia, será utilizado uma adaptação do indicador listado na seção 2.4, devido à ausência de informações sobre as demais variáveis. No ano de 2016, a companhia reportou Dívida Líquida/EBITDA de 4,1x, o que indica uma alavancagem elevada, embora a dívida total venha diminuindo. No ano de 2014, pode-se observar um aumento expressivo desta relação, por toda a crise que afetou as distribuidoras e que gerou aumento dos custos na compra de energia, que diminuiu sua capacidade operacional de caixa – o EBITDA – e aumentou sua dívida. O índice de alavancagem observado neste período foi de 17,1x, valor muito elevado.

Gráfico 5 – Endividamento e índices de alavancagem

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das DF's em Eletropaulo RI (2012, 2014 e 2016).

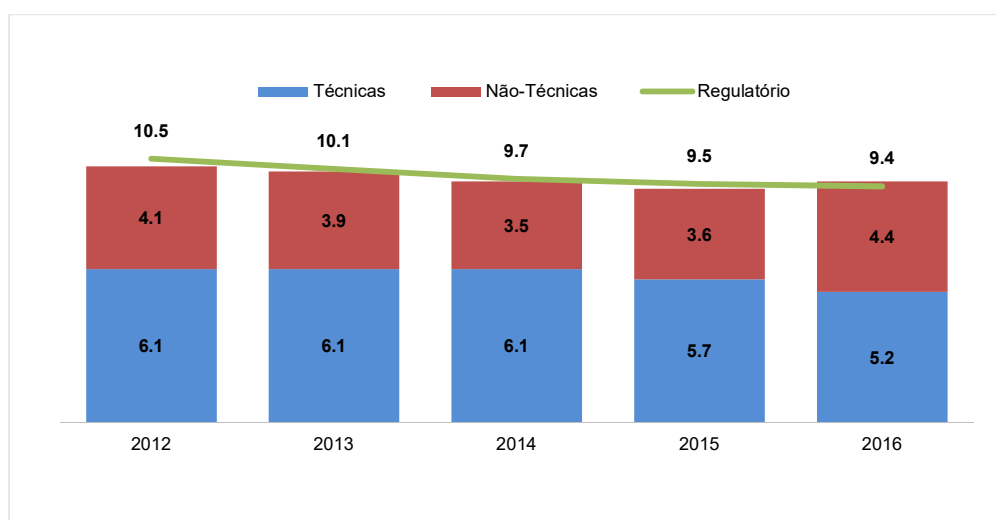
Outro pilar da análise financeira é a eficiência, cuja medida é realizada pela Margem EBITDA. Seu cálculo é a relação entre Receita Líquida/EBITDA. Através do gráfico a seguir, é possível observar que a rentabilidade da companhia se manteve relativamente constante, com exceção do ano de 2014, cuja Margem EBITDA foi afetada pela queda da geração de caixa. O aumento da receita de 2013 a 2015 não foi acompanhado por resultados operacionais também mais robustos. Os custos de PMSO aumentaram, bem como os da parcela A. Em 2016, o gasto com compra de energia diminuiu, entretanto, a receita também. Sendo assim, não há uma melhora ou piora expressiva dos indicadores ao longo do período analisado.

Gráfico 6 – Desempenho financeiro

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das DF's em Eletropaulo RI (2014 e 2016).

Em 2016, as perdas de energia da Eletropaulo foram de 9,40%, devido ao aumento das perdas não-técnicas, que ficaram em 4,40%. Sendo assim, as perdas totais ficaram um pouco acima da meta regulatória estabelecida, revertendo a tendência dos últimos anos, embora as mesmas tenham diminuído em relação ao ano anterior.

Gráfico 7 – Perdas de energia (%)

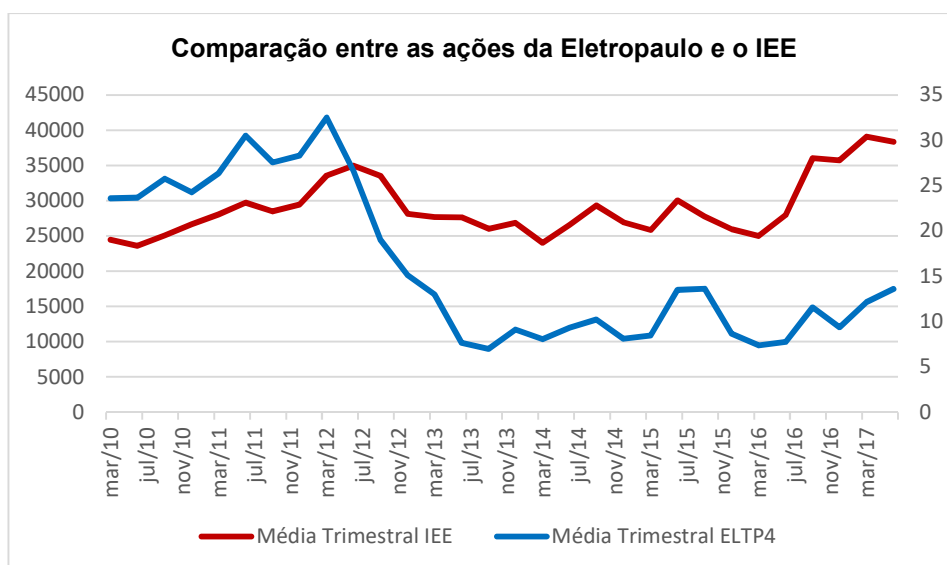


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Análise de Resultados em Eletropaulo RI (2012, 2014 e 2016).

4.1.3 Impactos da MP 579

Conforme abordado durante as seções anteriores, a MP 579 teve uma grande influência para o resultado financeiro das distribuidoras, que passaram a assumir os riscos hidrológicos do setor. Para analisar tais impactos em uma empresa específica, optou-se por uma abordagem dentro de uma perspectiva setorial, que consiste numa comparação entre o preço das ações da Eletropaulo e o IEE.

No gráfico a seguir, é utilizado o histórico das ações preferenciais (ELTP4), que compõe o IEE. É possível observar uma certa correlação entre as ações da empresa e o IEE, porém os efeitos causados pela MP 579 foram bem mais devastadores para a Eletropaulo, em comparação à média das outras empresas do setor. Dentre o período observado, verifica-se que a medida trimestral do preço da ação saiu do seu ápice (R\$32,50) em março de 2012, alcançando seu valor mais baixo (R\$7,00) em setembro de 2013. Portanto, a Eletropaulo teve redução de 78,4%, enquanto a queda do IEE foi de 22,4% para este mesmo período, saindo de 33.571 para 26.033 pontos.

Gráfico 8 – Evolução do preço das ações da Eletropaulo

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Exame (2017) – Histórico de cotações.

4.2 – Cemig

4.2.1 Descrição da empresa

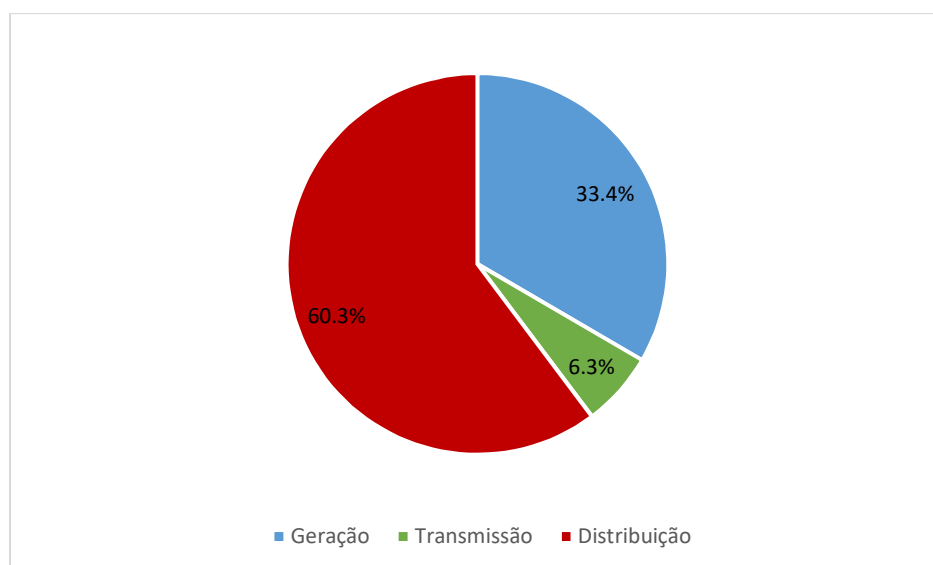
A Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG) é uma empresa de capital aberto que atua como holding nos segmentos de geração, transmissão e distribuição do setor elétrico brasileiro. A empresa é diretamente controlada pelo Estado de Minas Gerais, que detém 51,0% de seu capital votante e 17% do capital total.

Tabela 11 – Estrutura acionária da Cemig

Estrutura Acionária	Participação (%)
Estado de Minas Gerais	51,0
ACG Energia S/A	20,0
BNDESPAR	12,9
Outros	16,1
Total	100,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Demonstrações Financeiras em Cemig RI (2016).

A Cemig Distribuição e a Cemig GT são integralmente controladas pela holding, que também possui participação em outras empresas relevantes do setor elétrico, como a Light (43%), Taesa (31%). O gráfico abaixo dispõe sobre a participação na receita líquida de cada segmento sobre a receita total da companhia, no qual é possível observar que a distribuição é o mais relevante neste aspecto, com 60,3% de participação, frente a 33,4% da geração e 6,3% da transmissão.

Gráfico 9 – Abertura da receita líquida da Cemig por segmento

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Demonstrações Financeiras em Cemig RI (2016).

Distribuição

A Cemig Distribuição S.A. (Cemig D) tem direito de exclusividade para a distribuição de energia em sua extensa área de concessão – cerca de 567 mil km² – constituída por 774 municípios de Minas Gerais. A base comercial da companhia inclui cerca de 7 milhões de unidades consumidoras e uma população em torno de 20 milhões de pessoas.

As vendas de energia da Cemig D têm se baseado essencialmente na classe residencial, cujo consumo foi de 9.916 GWh em 2016, o que representa 38% do mercado cativo total. Dentre o período de 2011 a 2014, pôde-se observar um aumento das vendas puxado pelos segmentos residencial, comercial e rural. Em 2015 e 2016, esse crescimento se inverte e as vendas recuam em 2,1% e 2,0% respectivamente. Isso porque os segmentos que sustentavam o aumento não performaram da mesma forma, devido à piora considerável do cenário econômico. A queda de 15,0% do consumo pelo segmento industrial em 2016 foi aprofundada devido à retração da economia e aumento das tarifas nesse período.

Tabela 12 – Vendas de energia por segmento da Cemig

Energia por Segmento (GWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	8.548	8.871	9.473	10.014	9.830	9.916
Comercial	4.719	5.438	5.693	6.031	6.027	5.712
Industrial	5.181	4.174	4.045	4.077	3.757	3.195
Rural	2.633	2.857	3.029	3.390	3.380	3.575
Outros	3.147	3.259	3.369	3.461	3.422	3.488
Total (Cativo)	24.228	24.599	25.609	26.973	26.416	25.886

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Demonstrações Financeiras em Cemig RI (2012, 2014 e 2016).

4.2.2 Resultados financeiros

A tabela abaixo indica a evolução dos custos e despesas operacionais. Em 2014, há um aumento robusto dos custos da parcela A da empresa, que, assim como a Eletropaulo, está associado à exposição involuntária da companhia. Os custos mais elevados decorrem do aumento expressivo dos gastos na compra de energia no mercado de curto prazo e, principalmente, dos custos com compra de energia nos leilões realizados, gerados pelo aumento do volume de energia comprada e do preço médio praticado. Em 2015, o aumento dos custos permanece devido à variação cambial desfavorável que afetou os preços da energia proveniente de Itaipu, além dos custos com a compra de energia nos leilões. Em 2016, há uma expressiva redução desses custos, devido à diminuição das despesas com a energia de Itaipu e dos leilões, além do preço mais baixo da energia no mercado livre.

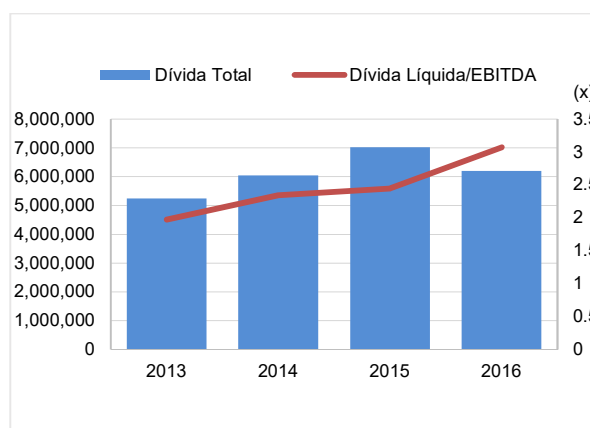
Tabela 13 – Abertura dos custos e despesas – Cemig D

BRL 000	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Parcela A	3.608	4.974	4.499	6.321	7.806	6.020
Energia Comprada para Revenda	2.936	4.180	4.089	5.748	6.993	5.260
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	672	794	410	573	813	760
PMSO	2.920	3.011	2.816	2.925	3.972	4.669
Pessoal	644	673	694	716	1.216	1.387
Materiais	46	42	44	43	51	42
Serviços de Terceiros	524	581	550	578	697	674
Outros	1.706	1.715	1.528	1.588	2.009	2.566
Total	6.528	7.985	7.315	9.246	11.778	10.689

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Demonstrações Financeiras em Cemig RI (2012, 2014 e 2016).

O gráfico 10 se propõe a calcular o endividamento da companhia. No ano de 2016, a companhia reportou Dívida Líquida/EBITDA de 3,1x, o que indica uma alavancagem moderada. A Cemig D vem piorando seu índice de alavancagem, devido à redução de seu EBITDA. No ano de 2014, pode-se observar um leve crescimento do indicador, o que destoa do caso da Eletropaulo e das distribuidoras de uma maneira geral. Embora os custos da parcela A tenham aumentado muito neste ano, a receita líquida cresceu ainda mais. Isso se deu principalmente devido ao aumento considerável das vendas de energia para as classes residencial e comercial, conforme exposto na tabela 11, sustentando o crescimento do EBITDA. De 2013 a 2016, o índice saiu de 2,0x para 3,0x.

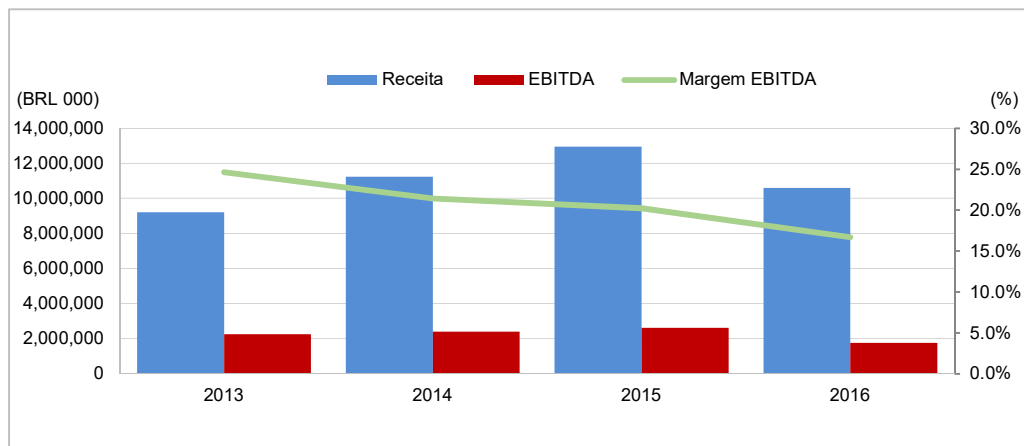
Gráfico 10 – Endividamento e alavancagem da Cemig D



Fonte: Elaboração própria a partir de dados das DF's da Cemig D no site de RI (2014 e 2016).

A eficiência da companhia, medida pela relação entre Receita Líquida/EBITDA, é exposta no gráfico a seguir. Pode-se notar que a rentabilidade da companhia se manteve relativamente constante e adequada, num patamar bem maior do que a Eletropaulo. O aumento da receita de 2013 a 2015 foi acompanhado por um aumento do EBITDA, porém este num nível menor. Sendo assim, a rentabilidade veio diminuindo, até que piora em 2016 com a queda da receita fruto da queda na demanda. Neste período, os custos de PMSO aumentaram, bem como os da parcela A. Em 2016, o gasto com compra de energia diminuiu, porém, a receita também. É evidente de que a eficiência da companhia vem diminuindo, porém ainda assim se mantém num patamar estável e adequado.

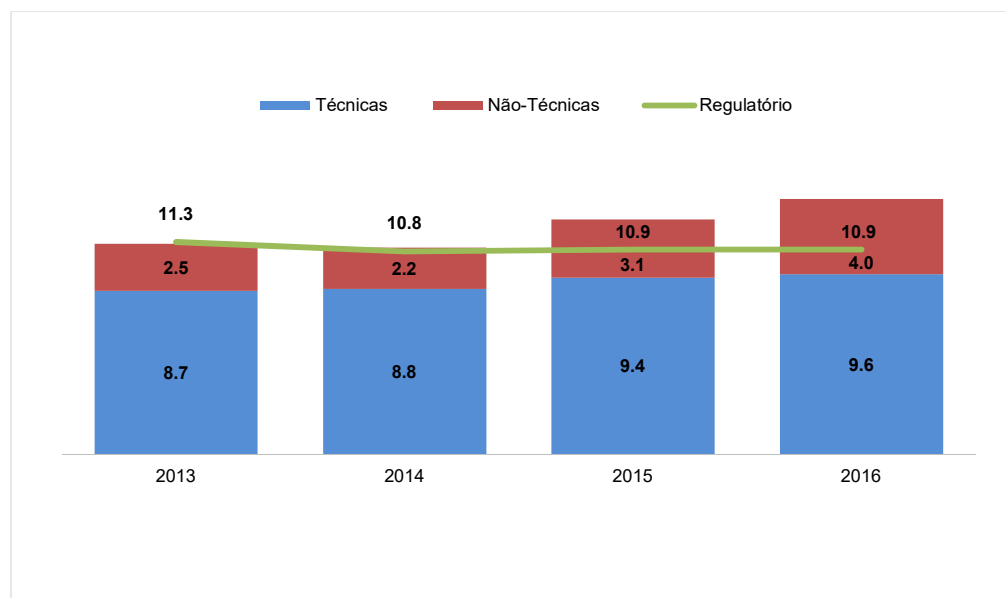
Gráfico 11 – Desempenho financeiro



Fonte: Elaboração própria a partir de dados das DF's da Cemig D no site de RI (2014 e 2016).

Para avaliar o desempenho operacional da Cemig D, foram calculadas suas perdas de energia técnicas e não-técnicas. Em 2016, as perdas de energia da companhia foram de 12,56% devido principalmente ao aumento das perdas não-técnicas, que ficaram em 3,88%. Sendo assim, é possível observar que o desempenho operacional da Cemig vem piorando e as perdas totais ficaram bem acima da meta regulatória estabelecida, aumentando em relação ao ano anterior.

Gráfico 12 – Perdas de energia (%)

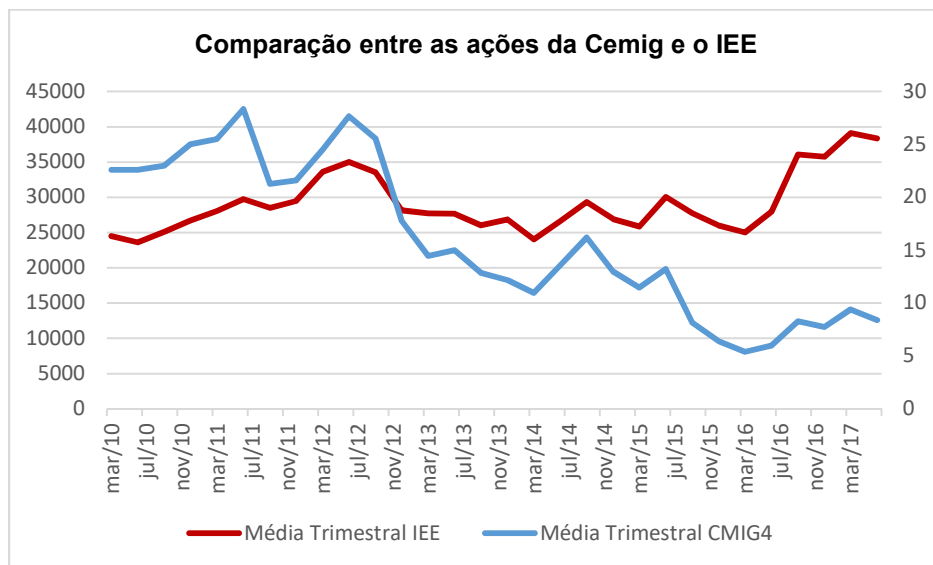


Fonte: Elaboração própria a partir de dados das DF's da Cemig D no site de RI (2013, 2014, 2015, 2016).

4.2.3 Impactos da MP 579

Assim como o caso da Eletropaulo, foi feita uma comparação entre a ação preferencial da Cemig (CMIG4) e o IEE. A CMIG4 possui maior liquidez do que a ordinária e por isso compõe o IEE e foi escolhida para esta análise. No gráfico a seguir, é possível verificar que também há de uma maneira geral correlação entre o desempenho dos dois índices. Entretanto, há uma queda vertiginosa das ações da Cemig após a MP 579 e, assim como a Eletropaulo, esta supera o IEE. Enquanto a ação da empresa saiu de R\$27,65 em junho de 2012 para R\$5,38 em março de 2016, caindo 80,5%, o IEE saiu de 34.970 para 25.008 pontos no mesmo período, o que representa redução de 28,5%.

Gráfico 13 – Evolução do preço das ações da Cemig



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Exame (2017) – Histórico de cotações.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO

O objetivo do presente trabalho foi apresentar o impacto da Medida Provisória 579 no desempenho econômico-financeiro das empresas distribuidoras do setor elétrico brasileiro. Para tal, foi apresentada a visão geral do setor elétrico com foco no segmento de distribuição antes de serem apresentados os indicadores para medida do desempenho, conforme ANEEL (2014).

A renovação antecipada das concessões com tarifas reduzidas e a implementação do Regime de Cotas transferiram o risco hidrológico do setor para as distribuidoras. Com o fraco regime de chuvas, as empresas de distribuição de energia tiveram que recorrer ao mercado de curto prazo para atender a demanda de energia de seus mercados cativos, já que ficaram involuntariamente expostas. Como o PLD atingiu patamares altíssimos devido à necessidade de acionamento constante de usinas termelétricas com alto CVU, seus custos aumentaram muito e, embora estes custos não gerenciáveis sejam repassados à distribuidora no Reajuste Tarifário Anual, foi gerado um grande rombo financeiro.

Os resultados obtidos através da análise das empresas Eletropaulo e Cemig demonstram o grande problema de capital de giro que as mesmas tiveram que enfrentar. O aumento dos gastos com compra de energia pressionou o EBITDA das companhias, comprometendo os índices de alavancagem e aumentando os custos do endividamento. Da mesma forma, pôde-se observar uma pressão sobre as margens de rentabilidade das mesmas. A instabilidade do marco regulatório na implantação da MP gerou uma profunda queda das ações das empresas distribuidoras, que foi aprofundada de acordo com o agravamento dos problemas financeiros.

Este impacto negativo foi parcialmente mitigado pela adoção das Bandeiras Tarifárias, que diminuiu o impacto sobre as distribuidoras, já que o aumento do custo da energia passou a ser repassado direto às tarifas finais. Outra medida positiva foi a implementação de um preço-teto para o PLD, que diminuiu os custos incorridos por essas empresas com sua exposição ao mercado de curto prazo. Há também uma tendência de privatização das distribuidoras da Eletrobras, empresa que mais sofreu com a MP, o que irá melhorar a saúde financeira do grupo. Entretanto, o problema do setor elétrico é estrutural, e por isso, suas soluções devem ser pensadas através de uma reforma com medidas de longo prazo.

Salienta-se que futuras aplicações empíricas e/ou refinamentos relacionados aos indicadores elaborados podem ser desenvolvidos de forma a enriquecer o modelo e consequentemente os resultados. Para tanto, sugere-se que novas empresas sejam incluídas no escopo do estudo, além de outras informações publicamente disponíveis em relação ao desempenho do setor e da economia brasileira, como por exemplo o detalhamento da evolução do consumo de energia por região associada às taxas de crescimento e inflação. Para uma abordagem ainda mais completa, pode-se aplicar os demais indicadores relacionados na metodologia e que não foram incluídos nas análises realizadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, E. **Apostila CPA-20**. Disponível em: <<https://edgarabreu.com.br/download-apostilas/cpa-20-2016-fevereiro.pdf>> Acesso em: 03 jul. 2017.

ADVFN. **IEE – Índice de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://br.advfn.com/indice/iee>> Acesso em: 17 jul. 2017.

AGÊNCIA BRASIL. **Com 17 vetos, Temer sanciona lei que altera regras do setor elétrico**. 2016. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-11/temer-sanciona-medida-provisoria-do-setor-eletrico-com-17-vetos>>. Acesso em: 26 jul. 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição: Encargos Setoriais**. 2014b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Subm%C3%B3dulo%203.4 Encargos%20Setoriais%20V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Subm%C3%B3dulo%203.4%20Encargos%20Setoriais%20V0.pdf)> Acesso em: 03 ago. 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11 jul. 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Entendendo a Tarifa: Reajuste Tarifário Anual**. 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11 jul. 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Sistema Gerenciador de Séries Temporais**. 2017. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/sgspub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries>>. Acesso em: 26 jul. 2017.

BANCO DO BRASIL. **Análise do Desempenho 4T07**. Disponível em: <<http://www.bb.com.br/portalbb/page51,136,3696,0,0,1,8.bb?codigoNoticia=7724>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. **Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária**. Brasília, DF, Casa Civil, 2013.

BRASIL. ANEEL. **Nota Técnica nº 353 de 16 de dezembro de 2014**. Apresenta a Abertura de Consulta Pública visando coletar subsídios para a formalização e o aprimoramento da fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica, compreendendo a instituição de indicadores públicos de sustentabilidade. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/NT_Indicadores%20de%20Sustentabilidade.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2017.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 7.945**, de 07 de março de 2013. Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

CASTRO, N. J. **MP 579: impacto do terceiro ciclo foi maior, diz Abradee**. IFE: Informe eletrônico, Rio de Janeiro, n.3488, 2013.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. **Questões sobre a Renovação das Concessões de Distribuição. Rio de Janeiro**. GESEL – Instituto de Economia – UFRJ, 2013. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º54).

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. **A Indústria brasileira, o mercado elétrico e o custo da energia elétrica** IFE: Informe eletrônico, Rio de Janeiro, n.3244, 2012.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. **O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579**. Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia – UFRJ, 2013. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º51).

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. **A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro**. Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia – UFRJ, 2014. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º62).

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; OZÓRIO, Luiz. **O Desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica**. Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia – UFRJ, 2011. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º34).

CASTRO, N. J.; ROSENTAL, R. **O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Jornal dos economistas nº326, CORECON-RJ. Setembro de 2016.

CCEE. **Histórico de Preços Semanais**. 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/historico_preco_semanal?_afzLoop=100239630838872#!%40%40%3F_afzLoop%3D100239630838872%26_adf.ctrl-state%3D108wazwg5a_30>. Acesso em: 23 jul. 2017.

CEMIG RI. **Demonstrações Financeiras**. 2012; 2013; 2014; 2015; 2016. Departamento de Relações com Investidores. Disponível em: <<http://ri.cemig.com.br/ptb/s-20-ptb.html>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

CEMIG RI. **Releases de Resultados**. Relação com Investidores. 2016. Disponível em: <<http://ri.cemig.com.br/ptb/s-6-ptb.html>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

COSTELLINI, C.; HOLLANDA, L. **Informativo de Energia: Setor Elétrico: da MP579 ao pacote financeiro**. FGV Energia, 2014. Disponível em: <<http://fgvenergia.fgv.br/artigos/setor-eletrico-da-mp-579-ao-pacote-financeiro>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Empresas**. 2ª Edição. Brasil: Pearson, 2007, 480 p.

DAMODARAN, Aswath. **Musings on Markets**. 2015. Disponível em: <<http://aswathdamodaran.blogspot.com.br/2015/06/debt-cash-and-pe-why-cash-is-upper-and.html>> Acesso em: 15 jul. 2017.

ELETROPAULO RI. **Demonstrações Financeiras**. 2012; 2014; 2016. Departamento de Relações com Investidores. Disponível em: <<http://ri.aeseletropaulo.com.br/listresultados.aspx?idCanal=0apyXXoBMDG9EGd5M7Myww=#>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

ELETROPAULO RI. **Releases de Resultados**. Relação com Investidores. 2016; 2017. Disponível em: <<http://ri.aeseletropaulo.com.br/listresultados.aspx?idCanal=0apyXXoBMDG9EGd5M7Myww=#>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

ÉPOCA. **Senado abre processo de impeachment da presidente Dilma Rousseff: 55 a 22**. 2016. Disponível em: <<http://epoca.globo.com/tempo/noticia/2016/05/senado-vota-abertura-do-processo-de-impeachment-de-dilma-rousseff.html>>. Acesso em: 25 jul. 2017.

ESTADÃO. **Aneel flexibiliza contratos de distribuidoras da Eletrobrás para viabilizar privatização**. 2016. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,aneel-flexibiliza-contrato-de-distribuidoras-da-elektrobras-para-viabilizar-privatizacao,70001760250>>. Acesso em: 28 jul. 2017.

EXAME. **Governo quer rever modelo do setor elétrico**. 2017. <Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/governo-quer-rever-modelo-do-setor-eletrico/>>. Acesso em: 17 jul. 2017.

EXAME. **Índice de Energia Elétrica (IEE): Histórico de Cotações**. 2017. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/mercados/cotacoes-bovespa/indices/IEE/historico?period=ytd>>. Acesso em: 19 jul. 2017.

FACHINI, F. **Crise no setor elétrico brasileiro após a Medida Provisória nº 579**. Monografia (Especialização em Ciências Econômicas). Universidade Federal de Santa Catarina, 2015.

FOLHA DE S. PAULO. **Eletrobras mantém privatizações, mas admite impacto da crise política**. 2017. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2017/05/1886609-elektrobras-mantem-privatizacoes-mas-admite-impacto-da-crise-politica.shtml>>. Acesso em: 17 jul. 2017.

GALVÃO, A. et al. **Finanças corporativas teoria e prática empresarial no Brasil**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008. p.62

GLOBO. **Reajustes na energia elétrica podem impactar IPCA de março, diz IBGE**. 2015. Disponível em: <<http://gl.globo.com/economia/noticia/2015/03/reajustes-na-energia-eletrica-podem-impactar-ipca-de-marco-diz-ibge.html>>. Acesso em: 27 jul. 2017.

KAPLAN SCHWESER. **SchweserNotes™ for the CFA Exam: Financial Reporting and Analysis**. 2013. p. 345

Ministério de Minas e Energia - MME. **Bandeiras tarifárias permitem melhor gestão de gastos com luz, afirma Braga**. 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/manchete/-/asset_publisher/neRB8QmDsbU0/content/bandeiras-tarifarias-permitem-melhor-gestao-de-gastos-com-luz-afirma-braga>. Acesso em: 01 ago. 2015.

Ministério de Minas e Energia - MME. **Consulta Pública nº 32: Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>>. Acesso em: 01 ago. 2017.

NASSIF, A, FEIJÓ, C. & ARAUJO, E. **Structural change and economic development: is Brazil catching up or falling behind**. V Encontro da AKB, agosto de 2012, São Paulo.

O ESTADO DE SÃO PAULO. **A eleitora conta de luz**. 2015. Disponível em: <<http://opinio.estado.com.br/noticias/geral,a-eleitora-conta-de-luz,10000001420>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

OHARA, E. **Finanças do setor elétrico: Demonstrações societárias vs regulatórias**. Programa de Pós-Graduação – AVM Faculdade Integrada. Brasília, 2014.

OLIVEIRA, A.; BORDEAUX-RÊGO, R. **O papel da sinergia nas decisões de fusões e aquisições. Um estudo de caso: Da criação da Ambev à Inbev**. Relatório de Pesquisa em Engenharia de Produção – UFF. Rio de Janeiro, 2011.

ONS. **Histórico de Operações: Energia Armazenada**. 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: 07 jul. 2017.

OZÓRIO, L. **Análise do Desempenho Econômico-Financeiro de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil**. Disponível em: <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/15_TDSE%2066%20Indices%20de%20Sustentabilidade%20Finaceira%20\(1\).pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/15_TDSE%2066%20Indices%20de%20Sustentabilidade%20Finaceira%20(1).pdf)>. Acesso em: 04 abr. 2017.

OZORIO, L.; RODRIGUES, A.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N. J. **Efeitos das Mudanças nos Padrões Contábeis na Análise Econômico-Financeira de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia – UFRJ, 2013. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º52).

PINTO JUNIOR, H. Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

RAMOS, D.; BRANDÃO, R; CASTRO, N. J. **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?** Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia – UFRJ, 2012. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º47).

VALOR ECONÔMICO. **Decreto não resolve rombo, diz Abradee**. 2013. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/3042802/decreto-nao-resolve-rombo-diz-abradee>>. Acesso em: 12 jul. 2017.

VALOR ECONÔMICO. **MP vai mudar cotas, mercado livre e Itaipu.** 2017. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/4964812/mp-vai-mudar-cotas-mercado-livre-e-itaipu>>. Acesso em: 26 jul. 2017.

ZACLIKEVISC, E. L. **Aspectos regulatórios do sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro em prol da modicidade tarifária.** Dissertação (mestrado). Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico – Ciências Sociais Aplicadas-UFPR. Paraná, 2014.